

Análisis de viabilidad financiera de un proyecto de generación de electricidad a partir de carbón en Colombia

Gisleny García Naranjo

UNIVERSIDAD EAFIT

ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN

MAESTRÍA EN GERENCIA DE PROYECTOS

Medellín

2018

Análisis de viabilidad financiera de un proyecto de generación de electricidad a partir de carbón en Colombia

Asesor:

[Alfredo Trespalacios Carrasquilla](#)

UNIVERSIDAD EAFIT

ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN

MAESTRÍA EN GERENCIA DE PROYECTOS

Medellín

2018

Resumen

En este trabajo se analiza la viabilidad financiera de un proyecto de generación de energía eléctrica a partir de carbón en el sistema eléctrico colombiano, utilizando como metodología el flujo de caja libre descontado y considerando tanto el caso determinístico como los casos estocásticos, a través de una simulación de Montecarlo. Esto permite analizar no solo un caso de referencia, sino también el impacto que los *drivers* de riesgo tienen sobre la remuneración de la inversión, medida como el valor presente neto del flujo de caja libre. Así mismo, en esta investigación se encuentra que un proyecto de generación de energía eléctrica a partir de carbón en Colombia es viable financieramente, siempre y cuando se conserve la estructura de costos a lo largo de la vida útil del proyecto y se haga una estructura adecuada de portafolio de compraventa de carbón y energía eléctrica. Los factores más representativos para el cierre financiero del proyecto son el costo del combustible, el tamaño de la planta y la estabilidad en los ingresos.

Palabras clave: sistema eléctrico colombiano, generación a partir de carbón, viabilidad financiera

Abstract

In this document is analyzed the financial viability of a power generation project with coal in the Colombian electric system, using as a methodology the discounted free cash flow and considering both the deterministic case and the stochastic cases through a Monte Carlo simulation. This allows us to analyze not only a reference case, but also the impact that risk drivers have on the remuneration of the investment, measured as the net present value of free cash flow. Likewise, in this research it is found that a coal electric power generation project in Colombia is financially viable, as long as the cost structure is conserved throughout the life of the project and an adequate structure of the purchase-sale portfolio of coal and electric power is made. The most representative factors for the financial closure of the project are fuel cost, plant size and income stability.

Keywords: Colombian electric system, coal-fired generation, financial viability

Introducción

El abastecimiento de energía eléctrica es una de las principales claves para el desarrollo de un país, por cuanto permite atender, a largo plazo y de manera adecuada y eficiente, las necesidades básicas de la población (subsistencia, protección, entendimiento, educación, ocio, entre otras) y las de los distintos integrantes de la sociedad (gobierno, industria, comercio y consumidores residenciales). Para lograr este abastecimiento, a nivel mundial se han desarrollado mecanismos que buscan lograr eficiencia en el precio. De estos mecanismos, el principal es el de los mercados eléctricos que, en el contexto global, poseen estructuras que buscan introducir condiciones de competencia que den lugar al surgimiento de organizaciones que cuenten con los incentivos necesarios y suficientes para satisfacer la demanda a corto, mediano y largo plazo. Existen cuatro estructuras básicas de mercados eléctricos que han sido descritas por Vargas, Palma y Moya (2001): tipo *pool*, bolsa de energía, contratos bilaterales físicos y contratos bilaterales financieros.

En sus inicios (1995), el mercado eléctrico colombiano estaba conformado básicamente por una bolsa de energía y por unos contratos bilaterales físicos entre los agentes. Posteriormente, para que pudiese funcionar de tal forma que los diferentes recursos de generación de energía eléctrica cubrieran la totalidad de la demanda de energía, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG, 2006) diseñó e implementó el esquema del cargo por confiabilidad (CxC)¹. Este esquema busca atender la demanda, incluso en condiciones de escasez, remunerando los activos de generación de los agentes que cumplan con las reglas establecidas. También permite mejorar las condiciones para hacer viable la inversión en los recursos de generación de energía eléctrica que son indispensables para garantizar el abastecimiento de la demanda, considerando siempre una eficiencia económica inclusive en situaciones críticas. (Bedoya, Rodas y García, 2016)

¹ Ver glosario.

La evolución del mercado eléctrico colombiano ha llevado a pasar, de una canasta energética compuesta primordialmente por agua (componente hidráulico) y por gas natural (componente térmico) que generó unas condiciones de precios de mercado relativamente bajas, a una canasta que combina agua (componente hidráulico), gas natural, combustibles líquidos y carbón (componente térmico), y energías renovables no convencionales. Todo esto ocasionado por el inicio del vencimiento, a partir del 2012, de los contratos de suministro de largo plazo de gas natural para los generadores. Como lo explican McRae y Wolak (2016) y Vélez (2015), los precios locales de la energía eléctrica tuvieron que incorporar tanto costos de operación más altos que los del gas natural como la intervención de agentes adicionales en la cadena de abastecimiento, que han dado como resultado la dinámica actual del mercado, con precios significativamente altos.

Como se evidenció en el Fenómeno de El Niño que tuvo lugar en Colombia entre septiembre de 2015 y abril de 2016, la escasez de agua para la producción de energía eléctrica sumada a la generación térmica con combustibles líquidos ocasionó que los precios tanto en la bolsa de energía como en los contratos largo plazo sufrieran incrementos considerables afectando a los distintos componentes de la demanda de energía eléctrica. Evidenciando así, el efecto que actualmente tienen las condiciones de escasez sobre el mercado.

Uno de los elementos que pueden ayudar a complementar, diversificar y aportar a la reducción de precios del mercado eléctrico colombiano es la generación a partir de carbón. En el mercado de carbón a nivel mundial, en más de 50 países se cuenta con reservas probadas que son extraíbles y que cuentan con una vida útil estimada en 200 años. Se trata de una producción capaz de responder a las necesidades de la demanda y a un consumo que presentaría importantes incrementos al entrar el carbón a reemplazar otros combustibles fósiles (Ministerio de Minas y Energía, 2006). Colombia cuenta con reservas, que tienen una vida útil estimada en 100 años, distribuidas en las tres cordilleras que atraviesan el país, de las cuales las más importantes se encuentran ubicadas en la Guajira y el Cesar.

En este trabajo se propone estudiar la viabilidad financiera de una planta que opere con carbón utilizando la metodología de flujo de caja libre descontado, para lo cual se incorporarán las variables de la estructura de ingresos y egresos admitidas en la regulación vigente. Así mismo, se le entregan al lector recomendaciones sobre los tamaños adecuados de la planta, en función de aspectos como la cercanía a la mina, el punto de conexión y la rentabilidad esperada.

El presente documento se divide en las siguientes secciones:

1. Condiciones de mercado
2. Dimensionamiento de la planta
3. Supuestos de la evaluación financiera
4. Resultados de la evaluación financiera
5. Matriz de riesgos
6. Conclusiones
7. Glosario

Condiciones de mercado

El mercado eléctrico colombiano remunera la generación de energía de tres formas básicas: cargo por confiabilidad (CxC), bolsa de energía o *spot* y contratos de largo plazo. En el cargo por confiabilidad, se remuneran aquellas plantas de generación de energía que participaron en dicho esquema cumpliendo los requisitos dispuestos en la normatividad vigente. En la bolsa de energía o *spot*, se remunera la energía eléctrica generada al precio que esté determinado en el momento; es decir, este precio varía hora por hora, de acuerdo con la cantidad de energía eléctrica entregada por las plantas de generación. Los contratos de largo plazo son contratos bilaterales pactados directamente entre el generador de energía eléctrica (propietario o representante comercial de la planta) y el cliente que necesita la energía eléctrica (Botero, García y Velásquez, 2015). Las modificaciones en la forma de hacer transacciones en cualquiera de estas formas básicas alteran el desempeño de las

otras dos, de modo que los agentes tratarán entonces de estructurar su portafolio a partir de sus propias expectativas. (Von der Fehr & Harbord, 1997; Harbord, 2012)

Una canasta energética diversificada es aquella en la cual la generación de energía eléctrica depende de diferentes fuentes primarias para producir la energía eléctrica necesaria para cubrir la demanda de la población objetivo (Cramton, 2003). Un país o región que dependa exclusivamente de una sola fuente de producción de energía eléctrica está abocado a que en períodos de escasez no disponga de la producción de energía eléctrica suficiente para cubrir las necesidades básicas de la demanda. (Cramton, 2003)

Una forma de ver la diversidad de fuentes de generación de energía que puede tener una canasta energética es comparando la distribución de las fuentes de producción de energía eléctrica de diferentes países. En algunos países, como Colombia, España, Corea del Sur y Chile, las respectivas configuraciones de generación de energía eléctrica son muy diferentes (tabla 1). Por ejemplo, mientras que en Colombia la generación depende en su mayoría de los recursos hidráulicos, en Chile la generación depende de las plantas térmicas, y España tiene una generación mixta, entre plantas de generación térmica y nuclear.

En las siguientes figuras se presenta la composición de la canasta energética en diferentes países y a nivel mundial y, a su vez, la subdivisión de la generación de energía eléctrica a partir de recursos térmicos.

Tabla 1. Distribución de la generación de energía eléctrica a nivel mundial

País	Tecnología					
	Hidráulica	Térmica	Menores	Nuclear	Renovables	No renovables
Colombia	65,78 %	28,32 %	4,89 %			1,01 %
España	16,00 %	30,0 %		21 %	28 %	5 %
Corea del Sur	1,00 %	86,00 %		12,00 %		1,00 %
Chile	35,00 %	62,00 %			3 %	
Mundial	2,30 %	82,60 %		5,10 %	1,00 %	10,00 %

Fuente: Para Colombia XM (2017a) A nivel mundial WEC (2013).

Cada país o región basa su canasta energética en los recursos disponibles para la generación de energía eléctrica, lo que da lugar a que en cada región la tecnología utilizada varíe de acuerdo con sus propios recursos. Al hacer una comparación entre las diferentes fuentes de generación de energía eléctrica usadas a nivel mundial, se evidencia la gran dependencia de la generación hidráulica que tiene Colombia. Se trata de una dependencia que hace que durante períodos de escasez del recurso hídrico, como los ocasionados por el Fenómeno de El Niño, la matriz energética presente déficit para cubrir la demanda nacional de energía eléctrica, y sea necesario acudir al racionamiento, aumentar el costo unitario de la energía y extender los contratos a largo plazo. (Quintero e Isaza, 2013)

En la figura 1, se puede observar la capacidad instalada para la generación de energía eléctrica a base de carbón en diferentes regiones del mundo que se encontraba en operación en julio de 2017.

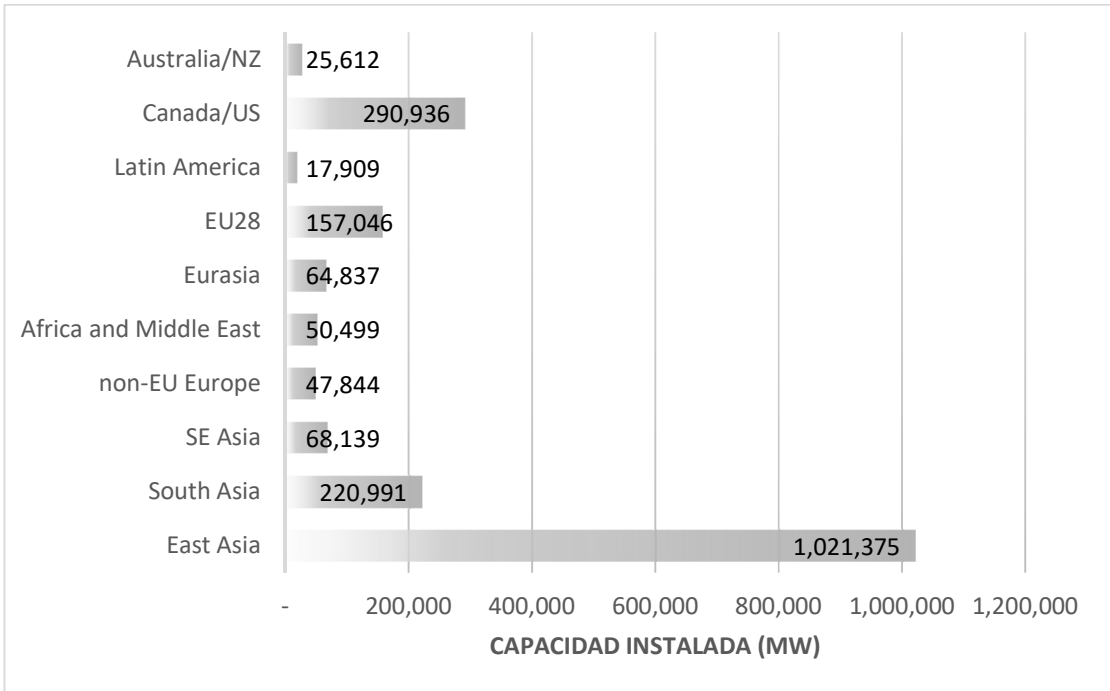


Figura 1. Capacidad instalada a nivel mundial de plantas que operan con carbón. Fuente: WER (2017).

La diversificación de la canasta energética en Colombia es uno de los principales factores que deben considerarse. Con una adecuada diversificación, se puede lograr que durante la ocurrencia de fenómenos climáticos se mantengan estables tanto los

precios de la bolsa de energía como los de los contratos de largo plazo y, en consecuencia, que no se le trasladen al usuario costos innecesarios por la producción de energía eléctrica, no se presente desatención de la demanda y se aprovechen adecuadamente los recursos que se tienen en el país (Corredor, 2012). Adicionalmente, para no tener un exceso de capacidad instalada, se debe tener una combinación entre una capacidad instalada de acuerdo con la demanda y unas plantas de generación de energía eléctrica modernas y eficientes. (Von der Fehr & Harbord, 1997)

Sobre el mercado de carbón en Colombia

La cadena de abastecimiento que actualmente tiene el país consta de cinco etapas (figura 2):

1. Exploración: indica las reservas y las calidades del carbón
La exploración consiste en la búsqueda del yacimiento carbonífero cuyas condiciones geológicas, tales como potencialidad y calidad, se adecúan a los requerimientos del proyecto que se desee desarrollar.
2. Explotación: desarrollo y montaje – preparación y producción
La explotación se desarrolla cuando la etapa de exploración da resultados económicamente factibles, y se determina cuál es el tipo de explotación más adecuada para el yacimiento. En Colombia, existen dos tipos de explotación: a cielo abierto y subterránea.
3. Beneficio: clasificación y lavado del carbón
El beneficio es el conjunto de actividades y operaciones necesarias para el mejoramiento de las condiciones físicas del carbón, que permitan adecuarlo a determinados usos y a un mejor transporte.
4. Transporte interno: desde la mina hasta el sitio de beneficio y los patios de acopio

El transporte interno es el que se efectúa desde la mina hasta los patios de acopio, las plantas de beneficio y los consumidores internos, y hasta los puertos de embarque para su posterior comercialización.

5. Embarque, comercialización, distribución y usos

El embarque, la comercialización y la distribución dependen esencialmente de la dinámica del consumo por actividad económica. El carbón del interior del país es utilizado principalmente en el sector eléctrico y el cementero, y el carbón de la Costa Atlántica es utilizado para la exportación.



Figura 2. La cadena del carbón: carbón colombiano, energía para el mundo. Fuente: UPME (2005).

La calidad del carbón está definida por las propiedades físicas y químicas descritas por *Coal Processing Consultants Ltd.* (UPME, 2005). Estas propiedades se presentan a continuación en la tabla 2.

Tabla 2. Propiedades físicas y químicas del carbón

Variable	Descripción	La Guajira	Cesar	Antioquia
Humedad	Humedad total, inherente o de equilibrio, superficial, agua de hidratación o agua de descomposición. Importante en el manejo y pulverización del carbón.	11,94 %	11,39 %	11,64 %
Cenizas (Cz)	Residuo no combustible de origen orgánico e inorgánico.	6,94 %	10,32 %	8,11 %
Materiales volátiles (Mv)	Determina los rendimientos del coque y sus productos, y es criterio de selección del carbón para gasificación o para licuefacción.	35,92 %	33,37 %	40,06 %
Carbono fijo (CF)	Es una medida de material combustible sólido, y permite clasificar los carbonos y definir los procesos de combustión y carbonización.	45,2 %	66,63 %	40,2 %
Azufre total (St)	Parámetro en la definición de gases tóxicos de los procesos de gasificación y licuefacción.	0,43 %	0,72 %	0,48 %
Poder calorífico (PC) – (BTU/lb)	Representa la energía de combustión del carbono e hidrógeno y del azufre. Es el parámetro más importante.	11.586	10.867	10.426

Fuente: UPME (2005).

Colombia tiene reservas probadas de carbón en diferentes regiones del país, las cuales, según se aprecia en la tabla 3, poseen diferentes calidades que permiten aprovecharlo de diversas formas.

Tabla 3. Yacimientos de carbón a nivel nacional (Colombia)

Localización	Yacimiento	Recursos más reservas (Mt)
Costa Atlántica		
La Guajira	Cerrejón	3.933,30
Cesar	La Loma - La Jagua de Ibirico	2.035,40
Córdoba – Norte de Antioquia	Alto San Jorge	381,00
Interior del país		
Antioquia	Venecia - Fredonia	8,94
	Amagá - Angelópolis	11,84
	Venecia - Bolombolo	57,95
	Titiribí	11,33
Boyacá	Checua - Lenguaque	35,69

Localización	Yacimiento	Recursos más reservas (Mt)
	Suesca - Albarracín	7,81
	Tunja - Paipa - Duitama	24,03
	Sogamoso - Jericó	102,84
Cundinamarca	Jerusalén - Guataquí	1,81
	Guaduas - Caparrapí	6,76
	San Francisco - Subachoque - La Pradera	11,35
	Guatavita - Sesquilé - Chocontá	21,90
	Tabio - Río Frío - Carmen de Carupa	19,43
	Checua - Lenguazaque	140,42
	Suesca - Albarracín	32,92
	Zipaquirá - Neusa	1,64
Norte de Santander	Chitapá	0,66
	Mutiscua - Cácuta	1,56
	Pamplona - Pamplonita	2,79
	Herrán - Toledo	4,78
	Salazar	7,71
	Tasajero	14,18
	Zulia - Chinácota	40,05
	Catatumbo	47,96
Valle del Cauca y Cauca	Yumbo - Asnazú	30,70
	Río Dinde - Quebrada Honda	4,37
	Mosquera - El Hoyo	6,38

Fuente: UPME (2005).

Las etapas de explotación y producción dependen directamente del resultado obtenido en la etapa exploratoria, ya que esta etapa debe resultar económicamente viable para que se les pueda dar inicio a las etapas de explotación y producción.

Estas etapas tienen los siguientes subprocesos:

1. Desarrollo/montaje
2. Preparación
3. Arranque
4. Extracción o producción

Los tipos de explotación comunes en las reservas que tiene actualmente el país son dos:

1. Minería a cielo abierto: predominante en la Costa Atlántica, donde se presenta a gran escala y tecnificada.
2. Minería subterránea: predominantes en el interior del país, donde se presenta poco tecnificada y bajo tierra.

El costo del transporte para el carbón colombiano depende directamente de la ubicación de la mina. Hay cuatro medios de transporte, que son combinables entre sí:

1. Por carretera
2. Por ferrocarril
3. Por vía fluvial
4. Por transbordo

Un costo aproximado del transporte del carbón para diferentes localizaciones de mina se muestra a continuación en la tabla 4.

Tabla 4. Costo del transporte de carbón hasta puerto

Tramo	Modo	Carretera	Ferrocarril	Vía fluvial	Trasbordo	Total
		USD/ton				
La Loma – Santa Marta	Carretera	6,23	-	0,0	0,0	6,23
La Jagua – Santa Marta	Carretera	7,56	-	0,0	0,0	7,56
La jagua – Barranquilla	Carretera	8,08	-	0,0	0,0	8,08
Cerrejón – Santa Marta	Carretera	5,73	-	0,0	0,0	5,73
Lenguazaque – Santa Marta	Carretera	-	29,70	-	-	29,70
Lenguazaque – Barranquilla	Carretera	29,95	-	-	-	29,95
Lenguazaque – Barranquilla	Carretera – fluvial	8,93	-	16,61	2,08	27,62
Lenguazaque – Buenaventura	Carretera	17,78	-	0,0	0,0	17,78

Fuente: UPME (2005).

Para llevar a cabo la explotación de carbón en Colombia se debe contar con un contrato minero, que constituye un instrumento jurídico mediante el cual se establecen los derechos y obligaciones para la exploración, el montaje, la explotación y el beneficio de minerales. (Marco Legal Minero, s. f.)

En la actualidad, el Estado Colombiano mediante un contrato de concesión puede otorgarles a particulares titularidad minera para exploración y explotación de recursos naturales no renovables.

Sobre el mercado de electricidad en Colombia

La demanda de energía en Colombia depende principalmente de dos condiciones: el clima y la economía, ya que, si las condiciones de temperatura son demasiado altas, la demanda de energía eléctrica aumenta para compensar sus efectos y, dependiendo del costo con el cual se adquiera la energía eléctrica, se aumenta o se disminuye la demanda.

En la figura 3, se observa el crecimiento de la demanda de energía eléctrica entre el año 2000 y el 2016. El crecimiento promedio de la demanda para el período de análisis ha sido de 2,83 %, pero para el año 2016 se presenta un estancamiento con un crecimiento solo del 0,21 %. Este bajo crecimiento ha sido ocasionado por las condiciones del Fenómeno de El Niño 2015-2016. Durante este Fenómeno, las condiciones tanto de hidrología como de indisponibilidad de algunos recursos de generación de energía eléctrica ocasionaron que se dictaran medidas especiales para disminuir la demanda de energía eléctrica en el sector residencial, en el sector industrial y en las entidades públicas (McRae & Wolak, 2017).

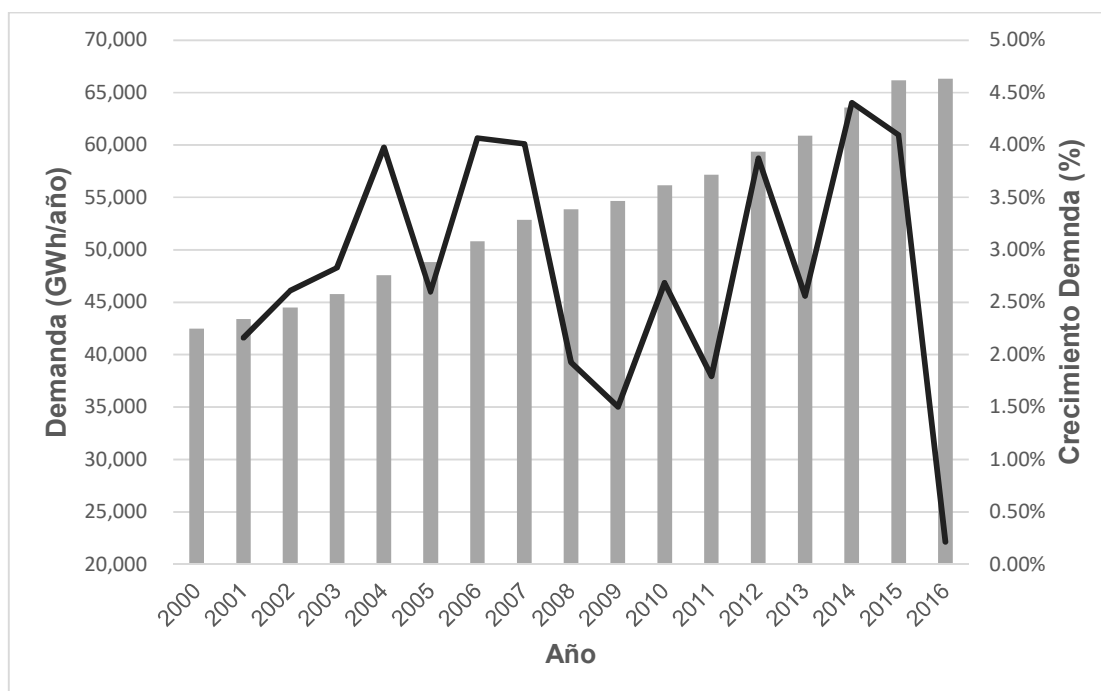


Figura 3. Crecimiento y demanda de energía en Colombia 2000-2016. Fuente: XM (2017a).

Como se puede observar en la figura 3, el comportamiento de crecimiento y decrecimiento de la demanda de energía eléctrica está directamente relacionado con el comportamiento del PIB (Franco, Velásquez y Olaya, 2008). Específicamente para los años 2015-2016, en los que el Fenómeno de El Niño se desarrolló entre los meses de septiembre de 2015 y abril de 2016, se presentó una disminución significativa tanto en la demanda de energía eléctrica como en el PIB.

Para el primer semestre del 2016, uno de los aspectos más importantes que influyó en el comportamiento a la baja de la demanda de energía eléctrica fue el inicio de la aplicación de la Resolución 029 de 2016 (CREG, 2016), en la cual se promovía un adecuado uso de la energía eléctrica (ahorro voluntario) y se introdujeron tarifas diferenciales, para que todos los usuarios redujeran la demanda, y así evitar que la energía eléctrica fuera producida por recursos cada vez más costosos para los integrantes de la demanda (CREG, 2016; UPME, 2015a).

La proyección de la demanda de energía eléctrica para el Sistema Interconectado Nacional (SIN)² es realizada por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME),³ del Ministerio de Minas y Energía. Para la proyección, la UPME (2015b) utiliza un modelo econométrico de combinación de pronósticos, en el que se emplean a su vez modelos multivariados como los VAR (Modelo de Vectores Autorregresivos) y los VEC (Modelo de Vectores de Corrección de Error). Unidad de Planeación Minero Energética.

En la figura 4, se muestran los escenarios alto, medio y bajo de proyección de la demanda de energía eléctrica, para el período comprendido entre 2016 y 2030.

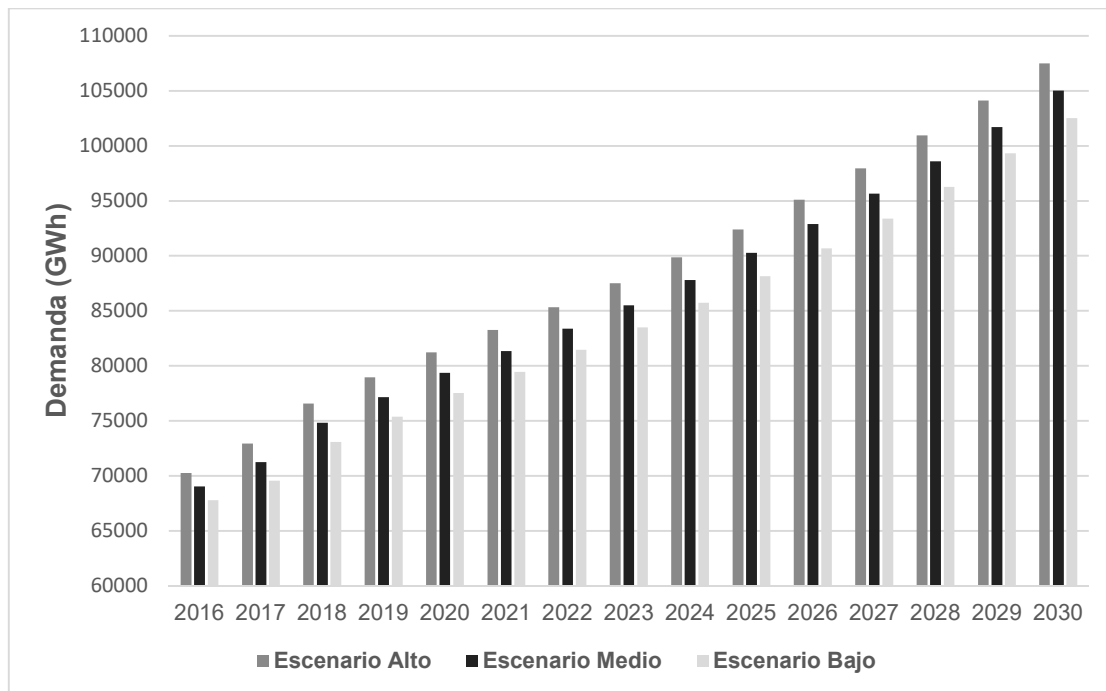


Figura 4. Escenarios demanda de energía eléctrica 2016-2030 Fuente: UPME (2015b).

Sobre la generación

En Colombia se cuenta con generación de energía eléctrica hidráulica, térmica, eólica, y, más recientemente, fotovoltaica. Esta generación se encuentra tanto a gran escala

² Ver glosario.

³ Ver glosario.

como a pequeña escala. Según Arenas (2014), las plantas de generación de energía eléctrica conectadas al SIN están localizadas principalmente en la región noreste y en el centro del país, y esta localización obedece principalmente a la disponibilidad de los recursos energéticos primarios y a la demanda energética.

Sobre cómo está dividida la generación por tecnología

Las plantas de generación de energía eléctrica se dividen en dos clases: plantas despachadas centralmente, que son aquellas que tienen una CEN⁴ superior a los 20 MW, y las plantas no despachadas centralmente, que son aquellas que se encuentran entre 0 MW y 19,9 MW. A 2017, la capacidad instalada en el sistema interconectado es de 16.696,44 MW. En la tabla 5, se encuentran discriminadas las plantas de generación de energía eléctrica despachadas y no despachadas centralmente.

Tabla 5. Capacidad efectiva neta Colombia 2017

Tipo de combustible	Capacidad efectiva neta (MW)
Despachadas centralmente	
Hidráulica	10,959
Térmica	4,728
No despachadas centralmente	
Autogenerador	32,40
Cogenerador	136,50
Eólica	18,42
Hidráulica	717,12
Térmica	105,00
CAPACIDAD TOTAL EFECTIVA NETA	16.696,44

Fuente: XM (2017b).

En la tabla 6, se presentan discriminadas las plantas de generación de energía eléctrica térmica, tanto las del despacho central como las no despachadas centralmente.

⁴ Ver glosario.

Tabla 6. Capacidad efectiva neta plantas térmicas Colombia 2017

Tipo de combustible	Capacidad efectiva neta (MW)
Despachadas centralmente térmica	
ACPM	774,00
Carbón	1.329,00
Combustóleo	187,00
Gas	2.128,00
Jet A-1	46,00
Mezclas Gas-Jet A-1	264,00
No despachadas centralmente térmica	
Autogenerador	
Biogás	32,40
Carbón	1,60
Gas	20,90
Cogenerador	
Bagazo	127,10
Carbón	9,40
Gas	0,00
Térmica	
Biogás	3,95
Carbón	0,00
Gas	101,05
CAPACIDAD TOTAL EFECTIVA NETA	5.024,40

Fuente: XM (2017b).

Sobre la expansión

El plan de expansión de generación es consolidado por la UPME. En este plan se consideran escenarios de largo plazo en función de varios criterios, donde se minimizan de forma conjunta y simultánea los costos de inversión y operación (cooptimización). Este plan de expansión abarca un período de 15 años, en los cuales, además de analizar las necesidades de entrada de nuevas unidades de generación de energía eléctrica y un cubrimiento total de la demanda de energía, se analizan las necesidades de la expansión de la transmisión, para permitir la entrega de la nueva energía eléctrica generada. Según el Ministerio de Minas y Energía (2017a), en el plan de expansión de la UPME 2016-2017 se definió que, para la

próxima década, se requieren entre 4090 y 5760 megavatios de expansión, adicionales a los ya definidos en las asignaciones del cargo por confiabilidad.⁵

Sobre el precio de la generación

El precio de la energía eléctrica del generador está conformado básicamente por dos componentes (García, Gaviria y Salazar, 2011; García, Gómez y Bohórquez, 2014):

1. Componente regulado, implican los costos del sistema que remuneran temas ambientales, atención de zonas no interconectadas, la regulación de frecuencia del sistema y la confiabilidad.⁶ 2. Los costos variables asociados a la generación de energía con combustibles fósiles.

La conformación del precio de la energía en Bolsa está determinada por la disponibilidad horaria de los recursos de generación. De acuerdo con Díez (2015), el precio de la energía en Bolsa es el resultado de un despacho económico en el que se maximiza el aprovechamiento de los recursos y se minimiza el valor por cada kilovatio que se vaya a generar.

De acuerdo con las reglas del mercado, el generador recibe ingresos por medio de dos vías: por ventas en Bolsa o por ventas en contratos. El precio en Bolsa no puede sobrepasar el límite regulatorio denominado precio de escasez. Según Jara (2016), dicho límite hace que el precio de las transacciones en la Bolsa del Mercado de Energía Mayorista no estén por encima de ese límite, y que los generadores se vean obligados a comprometerse con una generación competitiva.

En el horizonte de análisis (11 años), el comportamiento del precio de Bolsa da como promedio 152,4 COP/kWh; el precio medio de contratos, 124,7 COP/kWh; y el precio de escasez, 350,3 COP/kWh. Con las ventas en contratos, se estabilizan los ingresos que se vayan a recibir por la energía producida, y la venta en Bolsa supone unos riesgos que deben ser asumidos por el generador.

⁵ Para profundizar en los objetivos de expansión se puede consultar www.upme.gov.co

⁶ Ley 99, AGC, FAZNI y CERE (para consultar el significado de estas categorías, ver glosario).

Según Grajales (2009), el precio de la energía en Bolsa, o precio *spot*, determina los ingresos de los generadores de energía eléctrica, y mediante él se optimiza la asignación de los recursos.

En la figura 5, se aprecia el comportamiento promedio del precio de Bolsa, contra el precio de escasez y el precio medio de contratos.

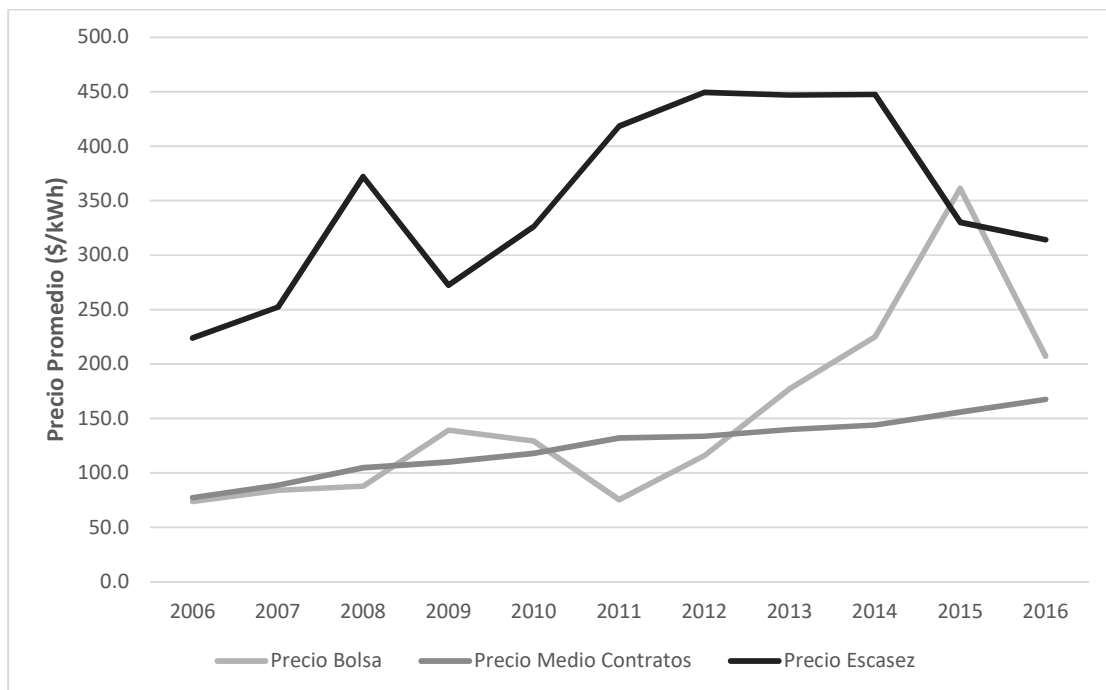


Figura 5. Precio de Bolsa y precio de escasez. Fuente: XM (2017a).

Oportunidad de negocio

Aprovechar los recursos primarios de generación de energía eléctrica, al igual que la ubicación, debe ser unos de los principales factores para poner en consideración al momento de concebir la implementación y puesta en marcha de un proyecto de generación de energía eléctrica. Al tener Colombia recursos probados de carbón (que en su mayoría es carbón térmico) en diferentes ubicaciones del país, y en consideración a que los precios de este recurso a nivel internacional lo hacen competitivo frente a otras fuentes de combustible para la generación de energía

eléctrica, se hace necesario implementar un proyecto para la generación de energía eléctrica a partir de carbón. Con un proyecto de este tipo, se crean oportunidades para aprovechar los recursos disponibles, aprovechar el sistema interconectado eléctrico y diversificar las fuentes para la generación de energía eléctrica, donde el carbón es la alternativa más confiable para la generación de energía eléctrica en el país.

Dadas las dificultades que presenta el carbón producido en el interior del país al no ser coquizable y no estar cerca de puertos que permiten su fácil exportación, se deben buscar los medios para darle un uso adecuado y aprovechar la ubicación de los recursos.

Según Smith (1973), con el aprovechamiento de los recursos disponibles, como lo son las minas de carbón, distribuidas a través de gran parte del territorio nacional, se logra minimizar los costos por transporte, que constituyen un valor sustancial del precio de carbón para la generación de energía eléctrica.

Sobre el impuesto al carbono

Desde una perspectiva económica, el Ministerio de Minas y Energía (2017b) considera que para que una política climática sea efectiva en su objetivo de mitigar el cambio climático debe necesariamente elevar el precio del mercado del carbono (o del equivalente en carbono de otros gases de efecto de invernadero), lo que hace elevar el precio de los combustibles fósiles y de los productos que utilizan combustibles fósiles en su elaboración.

Según el Ministerio, el impuesto al carbono tiene como finalidad hacer que todos los usuarios de combustibles fósiles (vía la producción y el uso de energía, en el transporte, en las labores agrícolas o en la actividad industrial) paguen por el daño climático que produce el uso de estos combustibles (carbón, petróleo y gas), al liberar a la atmósfera dióxido de carbono.

Para el caso de Colombia, el impuesto al carbono va a ser destinado al Fondo para la Sostenibilidad Ambiental y Desarrollo Rural de las zonas afectadas por el conflicto, y los recursos recaudados por este concepto serán usados para el manejo de la erosión costera, la conservación de las fuentes hídricas y la protección de ecosistemas, conforme a los lineamientos establecidos por el Ministerio de Ambiente, y en el marco de los compromisos adquiridos por el país en el Acuerdo de París. Este acuerdo incluye la reducción de las emisiones de CO₂ en un 20 % para el año 2030. (Semana Sostenible, 2017)

La teoría económica sugiere que al elevar el precio del carbono se pueden lograr varios objetivos complementarios: primero, como la variación relativa de tantos otros precios les provee a los consumidores señales acerca de qué bienes y servicios son más carbono-intensivos y, en consecuencia, debieran ser usados con menor intensidad o, en caso de usarlos, estar dispuestos a pagar mayores precios por ellos.

Segundo, el aumento del precio relativo entrega señales a los productores respecto de que insumos emplean más carbono y cuales menos, con lo cual las empresas son guiadas para que realicen la sustitución por insumos que tienen bajo contenido de carbono. (Finanzas Carbono, s. f.)

Tercero, las variaciones relativas de los precios ayudan a impulsar el desarrollo y la introducción de nuevas tecnologías, procesos y productos ahorradores de carbono.

La ausencia del impuesto al carbono o de mecanismos alternativos para la asignación de precios hacen que los precios corrientes de la electricidad, la gasolina y otros combustibles no reflejen adecuadamente los costos a largo plazo asociados al calentamiento global, pero tampoco los costos a corto plazo asociados a los impactos de contaminación local. (Finanzas Carbono, s. f.)

Sobre la mitigación con energías verdes

Para las empresas que desean llevar a cero las emisiones por el consumo eléctrico, existen los certificados de energía renovable (REC, por sus siglas en inglés

Renewable Energy Certificate). Los REC son *commodities* que se pueden comercializar en los mercados internacionales y en el mercado nacional. Estos certificados son similares a los certificados de emisiones en los mercados de carbono.

Para que un REC sea válido, debe ser recurrir al Estándar Internacional REC (I-REC), organización sin ánimo de lucro ubicada en los Países Bajos, que tiene alcance internacional, y que permite emitir, comercializar y redimir los REC.

Cuando se adquieren Certificados de Energía Verde, se reportan en el inventario anual de GEI o huella a carbono de las empresas. Con esto se asume entonces que las emisiones GEI asociadas a la electricidad consumida (emisiones alcance 2) se pueden reportar como energía con factor de emisión cero, de acuerdo con los requisitos de calidad, lo que se convierte en una excelente alternativa para la compensación de la huella de carbono. Según lo define EPM (Fernández, s. f.), la Energía Verde se refiere a aquellos productos y servicios: “Amigables con el medio ambiente que den más valor a los clientes y ayuden a minimizar los impactos ambientales” (párr. 1).

Sobre las plantas de lecho fluidizado

La utilización de plantas para la generación de energía eléctrica de lecho fluidizado provee diversos beneficios para la conservación del medio ambiente y para una mayor eficiencia en la generación de energía eléctrica. Para la conservación del medio ambiente: flexibilidad del combustible (se pueden quemar combustible de bajo grado como el lignito, antracita, desechos de carbón, coque de petróleo, etc.), alta eficacia de la combustión y baja emisión de SOx, NOx. Para la producción de energía eléctrica: mejora la eficiencia en la combustión, produce gases calientes de escape que se pueden aprovechar en una turbina de gas, menor tamaño de caldera y erosión más baja en los equipos.

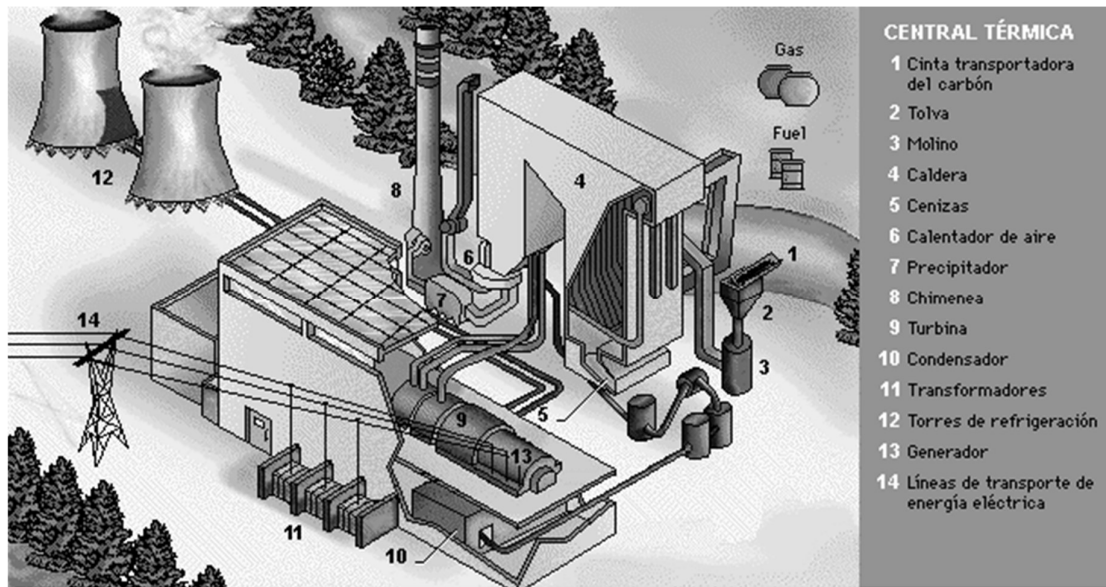


Figura 6. Esquema básico de una planta que opera con carbón. Fuente: THALES (2017).

Dimensionamiento de la planta

Disponibilidad de recursos

Carbón y agua: consumo y producción

La cantidad de carbón necesaria para producir energía eléctrica depende directamente de la eficiencia que tenga la planta para convertir el carbón térmico en energía. Con las nuevas plantas de generación de energía a base de carbón, se busca obtener una producción de más kilovatios con menos volúmenes de carbón y con una reducción de la cantidad de agua que vaya a ser procesada utilizando la combinación de varios sistemas de enfriamiento.

Para analizar las cantidades de carbón necesarias para producir energía eléctrica, se utilizó un factor de conversión promedio entre las plantas a base de carbón que se encuentran actualmente en operación en el territorio colombiano.

Los factores de conversión de las plantas de generación de energía eléctrica se presentan a continuación en la tabla 7.

Tabla 7. Factores de conversión plantas térmicas

Factor de conversión		
TermoZipa	MBTU/MWh	13,3542
Guajira		10,0000
Paipa		11,8951
Tasajero		9,12680
Factor seleccionado		11,09401

Fuente: CREG (2015).

De esta manera, no se subestima la cantidad de carbón que vaya a ser utilizada y se evita una sobrecontratación del carbón.

La velocidad de producción garantiza la operación continua de la planta de generación de energía eléctrica. La ubicación estratégica a boca de mina hace que los tiempos de transporte, y su respectiva logística, sean inferiores a los que se puede llegar a tener con una planta de generación de energía eléctrica a base de combustible líquido, lo que mejora en gran medida los costos de generación y le entregaría energía competitiva al sistema interconectado nacional.

La cantidad de agua necesaria para llevar a cabo la actividad de generación de energía eléctrica depende directamente del tamaño de la planta, por lo que se calculó el consumo horario de este recurso. Los recursos necesarios de carbón y agua en función de la capacidad instalada son los que se muestran en la tabla 8.

Tabla 8. Consumo y producción de carbón y necesidad de agua

Consumo de carbón anual en función de la capacidad instalada										
Cap. instalada	MW	10	19.9	20	50	100	150	200	250	300
Con. carbón	Ton/año	1.454	2.894	2.908	7.271	14.542	21.813	29.084	36.355	43.626
Producc.	Ton/día	4,0	7,9	8,0	19,9	39,8	59,8	79,7	99,6	119,5
Neces. agua	m³/h	71,64	72	180	360	540	720	900	1080	71,64

Fuente: elaboración propia, a partir de la información de la tabla 7.

Calidad del agua

Para que una planta de generación de energía eléctrica se conserve en el tiempo, se debe cumplir con ciertos requisitos en la calidad del agua que se emplea. Por lo

general, estas son las necesidades de calidad del agua son las que se muestran a continuación en la tabla 9.

Tabla 9. Requerimientos fisicoquímicos del agua

Calidad del agua	
Concepto	Máximos niveles permitidos
Color	15 uds.
pH	6,4 – 8,5
Temperatura	25°C
Sólidos disueltos totales	500 mg/l
Turbidez	5 uds.
Arsénico	0,05 mg/l
Bario	1,0 mg/l
Cadmio	0,01 mg/l
Clorados	250 mg/l
Cromo	0,05 mg/l
Cobre	1,0 mg/l
Cianuro	0,2 mg/l
Fluorados	2,0 mg/l
Hierro	0,3 mg/l
Magnesio	125 mg/l
Manganeso	0,05 mg/l
Mercurio	0,002 mg/l
Nitritos	1,0 mg/l
Selenio	0,01 mg/l
Plata	0,05 mg/l
Sodio	20 mg/l
Sulfatos	250 mg/l
Zinc	5,0 mg/l

Fuente: PWPS (2002).

Estas características son de estricto cumplimiento, para que la vida útil de los equipos de generación de energía eléctrica no se altere, y así los mantenimientos sean solo los programados en el plan integral de mantenimiento (PIM).

Supuestos de evaluación financiera

Los supuestos utilizados en la evaluación financiera incluyen las variables más importantes que influyen en: 1. Precio de la energía eléctrica (ingresos y egresos) y 2. En las inversiones que se vayan a realizar (tabla 10). El horizonte de análisis incluye tres años de planeación y puesta en marcha de la planta de generación de energía eléctrica y 20 años de operación.

Tabla 10. Variables consideradas en el modelo de evaluación financiera, promedio simple para el horizonte de análisis

Variable	Descripción	Valor
Ingresos		
Ventas en Bolsa	Se variaron los porcentajes de exposición en la bolsa de la energía generada por la planta y, adicionalmente, se modeló el escenario de precios en bolsa (alto, medio, bajo y promedio ponderado), para tener una adecuada valoración de los ingresos por este concepto.	10 %
Ventas en contratos	Se analizaron diferentes escenarios que dependen directamente de la exposición de la energía en bolsa, ya que estas dos variables están directamente relacionadas.	90 %
Egresos		
CERE	<i>Costo equivalente real de la energía.</i> Se tomaron los valores históricos desde el año 2006 hasta marzo de 2017 y se proyectaron desde abril de 2017 hasta diciembre de 2040. El total del egreso se calculó multiplicando esta variable por la generación proyectada de la planta.	40.671,91 COP/MWh
		13,42 USD/MWh
FAZNI	<i>Fondo de ayuda a zonas no interconectadas.</i> Se tomaron los valores históricos desde el año 2006 hasta marzo de 2017 y se proyectaron desde abril de 2017 hasta diciembre de 2040. Este valor aplica únicamente para aquellas plantas que tienen una capacidad declarada superior a 20 MW.	2.784,17 COP/MWh
Ley 99	<i>Transferencias del Sector Eléctrico.</i> Se tomaron los valores históricos desde el año 2006 hasta marzo de 2017 y se proyectaron desde abril de 2017 hasta diciembre de 2040. Esta tasa se calculó para cada kilovatio de energía generado por la planta. Adicionalmente, se tomó el proyecto de resolución CREG 140 de 2017, mediante el cual se aumentan las transferencias ambientales del sector eléctrico. Para la planta a base de carbón, es el 4 % de la tarifa establecida.	Con tarifa actual 4 % de 106.816 COP/MWh (4.272,64 COP/MWh)
		Con nueva tarifa 4 % de 146.535,40 COP/MWh (5.861,42 COP/MWh)

Variable	Descripción	Valor
AGC	<i>Autocontrol de generación.</i> Se tomaron los valores históricos promedio desde el año 2006 hasta marzo de 2017 y se proyectaron desde abril 2017 hasta diciembre de 2040. Este valor aplica únicamente para aquellas plantas que tienen una capacidad declarada superior a 20 MW	6.595,10 COP/MWh
SIC	<i>Sistema de intercambios comerciales.</i> Tarifa que remunera los costos y gastos incurridos por el administrados del sistema. Se tomaron los valores históricos promedio desde el año 2006 hasta marzo de 2017 y se proyectaron desde abril 2017 hasta diciembre de 2036. El valor aplica por KW instalado.	284.741,11 COP/MW instalado
CND	<i>Centro Nacional de Despacho.</i> Tarifa que remunera los costos y gastos incurridos por el administrador del sistema. Se tomaron los valores históricos promedio desde el año 2006 hasta marzo de 2017 y se proyectaron desde abril 2017 hasta diciembre de 2036. El valor aplica por KW instalado.	172.185,40 COP/MW instalado
Combustible	El combustible que se va a utilizar es carbón térmico de procedencia nacional.	2.005,10 COP/Kg
Impuesto al carbono	Este impuesto se cobra por cada Kg de CO ₂ producido por cada tonelada de carbón al hacer la combustión.	192,07 COP/Kg
Inversión		
Equipos	Se consideraron todos los costos en equipos que son necesarios para la puesta en marcha de la planta de generación de energía eléctrica.	3.696.284 COP/kW
		1.219,43 USD/kW
Estudios - personal	Se consideraron todos los estudios para la correcta construcción de la planta de generación de energía eléctrica y el capital de trabajo necesario.	76.983,18 COP/kW
		25,40 USD/kW
Supuestos financieros		
WACC	Los supuesto utilizados fueron: Beta empresa: 3,5. D/E: 300 %. Riesgo País: 2,22 %.	15,75 %
Horizonte de análisis	El horizonte de análisis corresponde a un período de 20 años de operación, más 3 años de planeación.	23 años

Para el precio de Bolsa, se utilizó un factor mensual de ponderación por el tipo de mes; es decir, a cada mes del año se le asignó un factor que buscó distribuir el precio de bolsa de acuerdo con las condiciones históricas. El precio de bolsa promedio ponderado se obtuvo al considerar el comportamiento de la demanda en cada hora del día (baja, media y alta), y su participación directa en la conformación del precio de bolsa.

Aunque el impuesto al carbono para el carbón térmico no ha sido reglamentado por la autoridad competente, se consideró en el análisis debido a que el Gobierno Nacional, en aras de darles cumplimiento a los acuerdos internacionales relacionados con el cuidado del medio ambiente, viene implementando medidas adicionales para disminuir la utilización de combustibles fósiles.

Sobre el WACC del proyecto

Para el análisis de los resultados de la viabilidad financiera se realizó el cálculo del WACC que se muestra en la tabla 11.

Tabla 11. WACC para el proyecto con diferentes niveles de endeudamiento

Sector		Coal & Related Energy						
Bu Sector		1,25						
Empresa								
BI empresa		3,5						
Tx empresa		40 %						
Prima riesgo mercado		7,30 %						
Bon Col 10y		6,47 %						
T bond 10Y		2,81 %						
Riesgo País		2,22 %						
PPC		1,12 %						
Infl USD 10Y		2,85 %						
Infl COL 10Y		4,00 %						
Kd		17,21 %						
%D	20 %	30 %	40 %	50 %	60 %	70 %	75 %	
%E	80 %	70 %	60 %	50 %	40 %	30 %	25 %	
D/E	25 %	43 %	67 %	100 %	150 %	233 %	300 %	
Ke total COP	16,81 %	17,80 %	19,12 %	20,97 %	23,73 %	28,35 %	32,04 %	
WACC	15,52 %	15,56 %	15,60 %	15,65 %	15,69 %	15,73 %	15,75 %	

Resultados de la evaluación financiera

Se realizó el análisis de los resultados dividiéndolos en los siguientes escenarios (tablas 12 a la 16 y figuras 7 a la 10):

Tabla 12. Escenarios considerados en el modelo de evaluación financiera

Escenarios Analizados				
	Precio de Bolsa	Impuesto al carbono	Nueva Ley 99	Cargo por confiabilidad
Escenario 1	Alto Medio Bajo Promedio	No	No	Si
Escenario 2	Alto Medio Bajo Promedio	Sí	Sí	Sí
Escenario 3	Alto Medio Bajo Promedio	No	No	No
Escenario 4	Alto Medio Bajo Promedio	Sí	Sí	No

Precio Bolsa promedio										
CEN	MW	10,0	19,9	20,0	50,0	100,0	150,0	200,0	250,0	300,0
VP ingresos	MCOP	360.275	716.937	897.125	2.242.797	4.485.584	6.728.372	8.971.159	11.213.946	13.456.733
VP FCL	MCOP	93.845	241.340	257.113	725.260	1.505.504	2.285.748	3.065.993	3.846.237	4.626.482
Inversión	MCOP	39.732	79.066	79.463	198.658	397.316	595.973	794.631	993.289	1.191.947
VPN	MCOP	54.114	162.275	177.650	526.602	1.108.188	1.689.775	2.271.362	2.852.948	3.434.535
B/C		1,18	1,29	1,25	1,31	1,33	1,34	1,34	1,34	1,34
TIR proyecto	%	14,25 %	16,83 %	18,06 %	19,43 %	19,87 %	20,02 %	20,09 %	20,14 %	20,17 %
Margen bruto	%	78,26 %	78,26 %	64,53 %	64,53 %	64,53 %	64,53 %	64,53 %	64,53 %	64,53 %
Margen EBITDA	%	52,25 %	65,19 %	53,80 %	60,24 %	62,38 %	63,10 %	63,46 %	63,67 %	63,82 %
Margen operativo	%	52,25 %	65,19 %	53,80 %	60,24 %	62,38 %	63,10 %	63,46 %	63,67 %	63,82 %

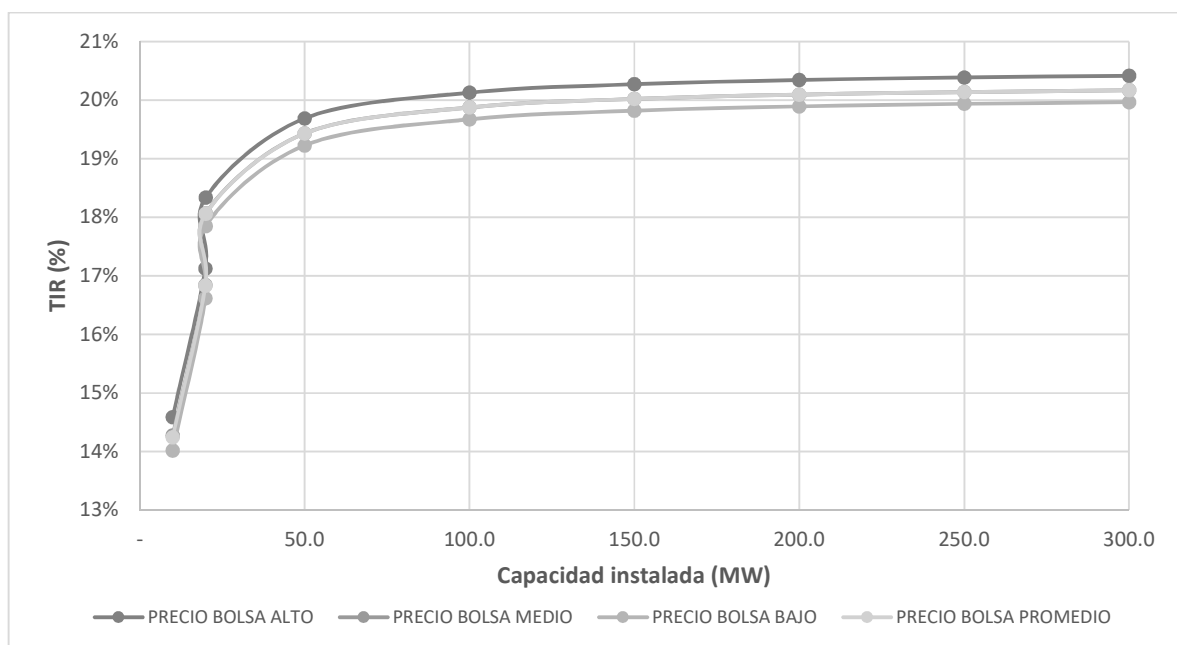


Figura 7. Escenario 1. Sin impuesto al carbono, sin nueva Ley 99 y con cargo por confiabilidad

Tabla 13. Escenario 2: con impuesto al carbono, con nueva Ley 99 y con cargo por confiabilidad

Precio Bolsa promedio										
CEN	MW	10,0	19,9	20,0	50,0	100,0	150,0	200,0	250,0	300,0
VP Ingresos	MCOP	360.275	716.937	897.125	2.242.797	4.485.584	6.728.372	8.971.159	11.213.946	13.456.733
VP FCL	MCOP	87.693	229.106	244.817	694.521	1.444.026	2.193.532	2.943.038	3.692.543	4.442.049
Inversión	MCOP	39.732	79.066	79.463	198.658	397.316	595.973	794.631	993.289	1.191.947
VPN	MCOP	47.961	150.040	165.354	495.863	1.046.711	1.597.559	2.148.406	2.699.254	3.250.102
B/C		1,15	1,26	1,23	1,28	1,30	1,31	1,31	1,32	1,32
TIR proyecto	%	13,78 %	16,43 %	17,68 %	19,08 %	19,53 %	19,68 %	19,75 %	19,80 %	19,82 %
Margen bruto	%	75,78 %	75,78 %	62,43 %	62,42 %	62,42 %	62,42 %	62,42 %	62,42 %	62,42 %
Margen EBITDA	%	49,77 %	62,71 %	51,69 %	58,13 %	60,28 %	60,99 %	61,35 %	61,57 %	61,71 %
Margen operativo	%	49,77 %	62,71 %	51,69 %	58,13 %	60,28 %	60,99 %	61,35 %	61,57 %	61,71 %

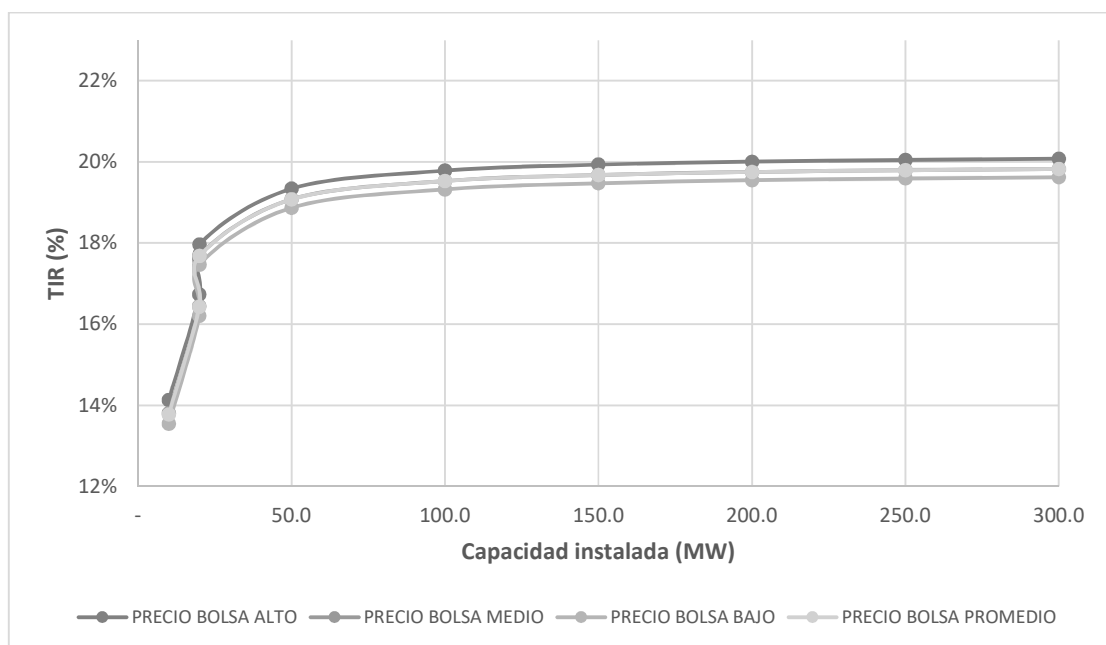


Figura 8. Escenario 2. Con impuesto al carbono, con nueva Ley 99 y con cargo por confiabilidad

Tabla 14. Escenario 3: sin impuesto al carbono, sin nueva Ley 99 y sin cargo por confiabilidad

Precio Bolsa promedio										
CEN	MW	10,0	19,9	20,0	50,0	100,0	150,0	200,0	250,0	300,0
VP Ingresos	MCOP	360.275	716.937	720.540	1.801.335	3.602.660	5.403.985	7.205.310	9.006.635	10.807.960
VP FCL	MCOP	93.845	241.340	138.801	429.480	913.945	1.398.409	1.882.874	2.367.339	2.851.804
Inversión	MCOP	39.732	79.066	79.463	198.658	397.316	595.973	794.631	993.289	1.191.947
VPN	MCOP	54.114	162.275	59.338	230.822	516.629	802.436	1.088.243	1.374.050	1.659.857
B/C		1,18	1,29	1,09	1,15	1,17	1,17	1,18	1,18	1,18
TIR proyecto	%	14,25 %	16,83 %	11,58 %	13,35 %	13,91 %	14,09 %	14,18 %	14,23 %	14,27 %
Margen bruto	%	78,26 %	78,26 %	56,89 %	56,89 %	56,89 %	56,89 %	56,89 %	56,89 %	56,89 %
Margen EBITDA	%	52,25 %	65,19 %	43,89 %	51,69 %	54,29 %	55,16 %	55,59 %	55,85 %	56,03 %
Margen operativo	%	52,25 %	65,19 %	43,89 %	51,69 %	54,29 %	55,16 %	55,59 %	55,85 %	56,03 %

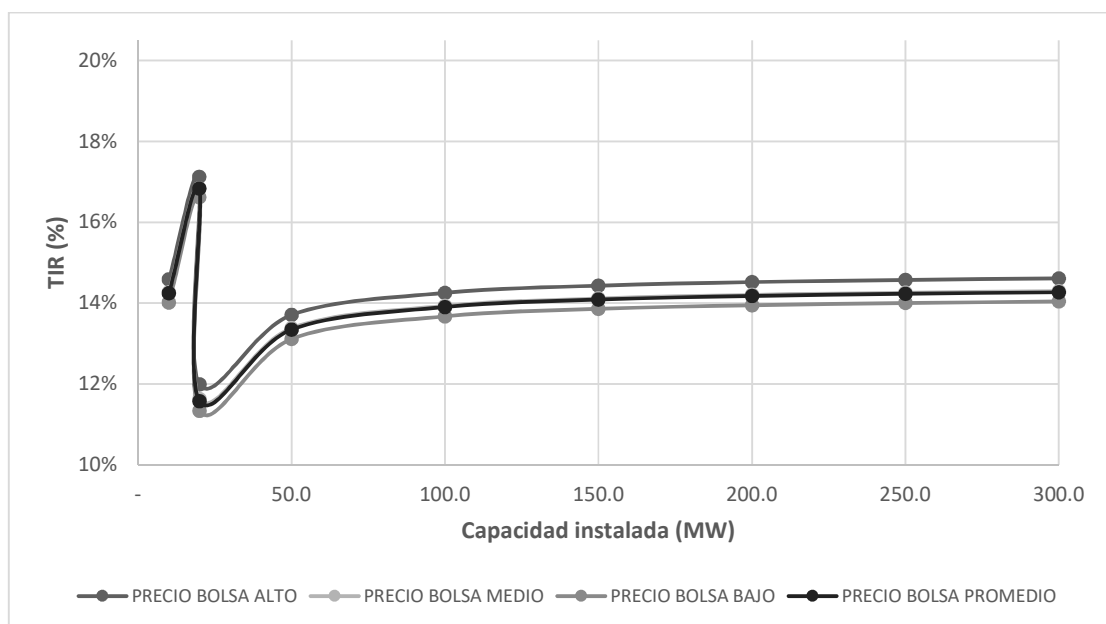


Figura 9. Escenario 2. Sin impuesto al carbono, sin nueva Ley 99 y sin cargo por confiabilidad

Tabla 15. Escenario 4: con impuesto al carbono, con nueva Ley 99 y sin cargo por confiabilidad

Precio Bolsa promedio										
CEN	MW	10,0	19,9	20,0	50,0	100,0	150,0	200,0	250,0	300,0
VP ingresos	MCOP	360.275	716.937	720.540	1.801.335	3.602.660	5.403.985	7.205.310	9.006.635	10.807.960
VP FCL	MCOP	87.693	229.106	126.506	398.741	852.467	1.306.193	1.759.919	2.213.645	2.667.371
Inversión	MCOP	39.732	79.066	79.463	198.658	397.316	595.973	794.631	993.289	1.191.947
VPN	MCOP	47.961	150.040	47.042	200.083	455.152	710.220	965.288	1.220.356	1.475.424
B/C		1,15	1,26	1,07	1,12	1,14	1,15	1,15	1,16	1,16
TIR proyecto	%	13,78 %	16,43 %	11,02 %	12,85 %	13,43 %	13,62 %	13,71 %	13,77 %	13,80 %
Margen bruto	%	75,78 %	75,78 %	54,41 %	54,41 %	54,41 %	54,41 %	54,41 %	54,41 %	54,41 %
Margen EBITDA	%	49,77 %	62,71 %	41,40 %	49,21 %	51,81 %	52,68 %	53,11 %	53,37 %	53,54 %
Margen operativo	%	49,77 %	62,71 %	41,40 %	49,21 %	51,81 %	52,68 %	53,11 %	53,37 %	53,54 %

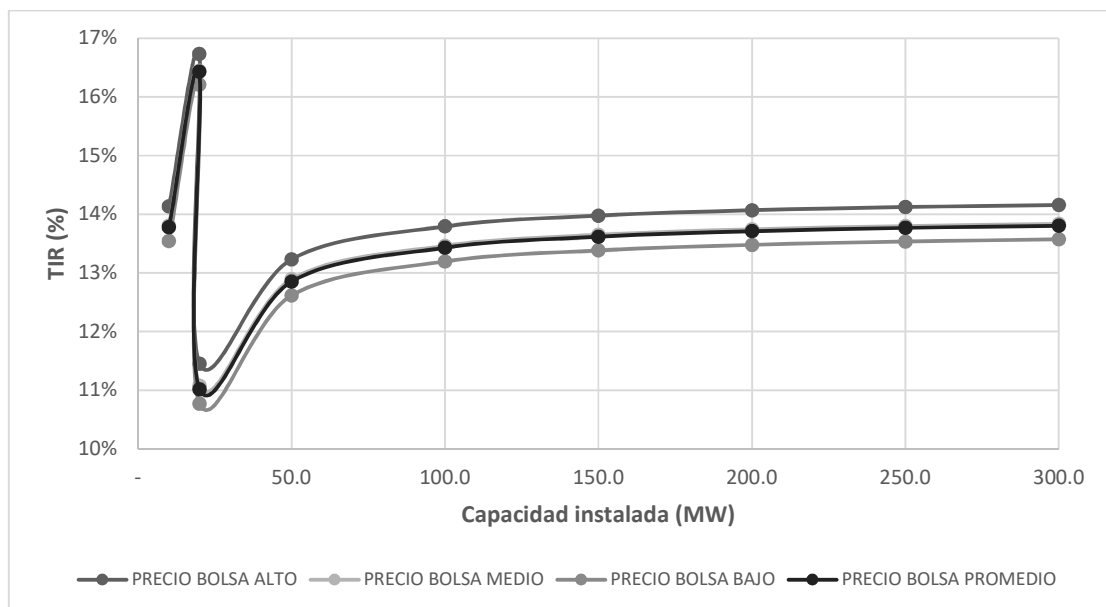


Figura 10. Escenario 4. Con impuesto al carbono, con nueva Ley 99 y sin cargo por confiabilidad

Sobre la participación en contratos

La participación en contratos de venta de energía en el largo plazo que se consideró para el análisis fue de un 90 % de la energía generada durante todo el horizonte de análisis. Esta participación en contratos hace que los bajos ingresos por la exposición en la bolsa de la energía generada durante períodos de precio bajo (que solo cubren otros costos variables – OCV) sea mitigada por un ingreso asegurado en el largo plazo.

Adicionalmente, para capacidades instaladas de 10 MW y 20 MW se analizó la variación de la TIR con respecto a la variación en la venta en contratos. Los resultados se presentan en las figuras 11 y 12.

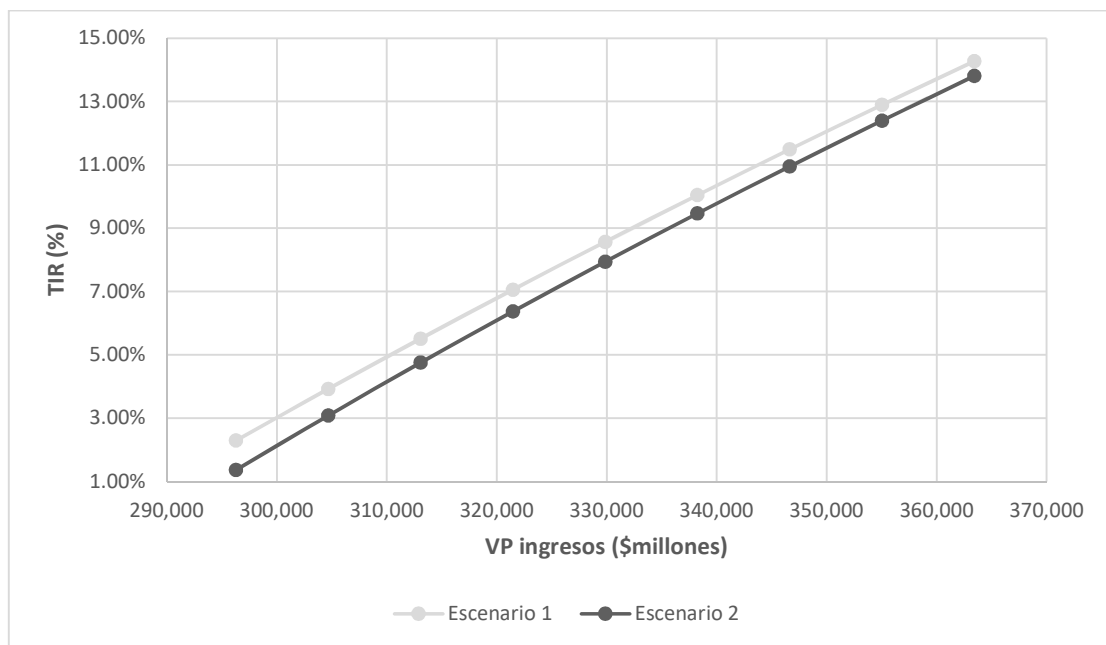


Figura 11. CEN 10 MW – Comportamiento TIR con ventas en contratos entre el 10 % y el 90 % para Escenarios 1 y 2

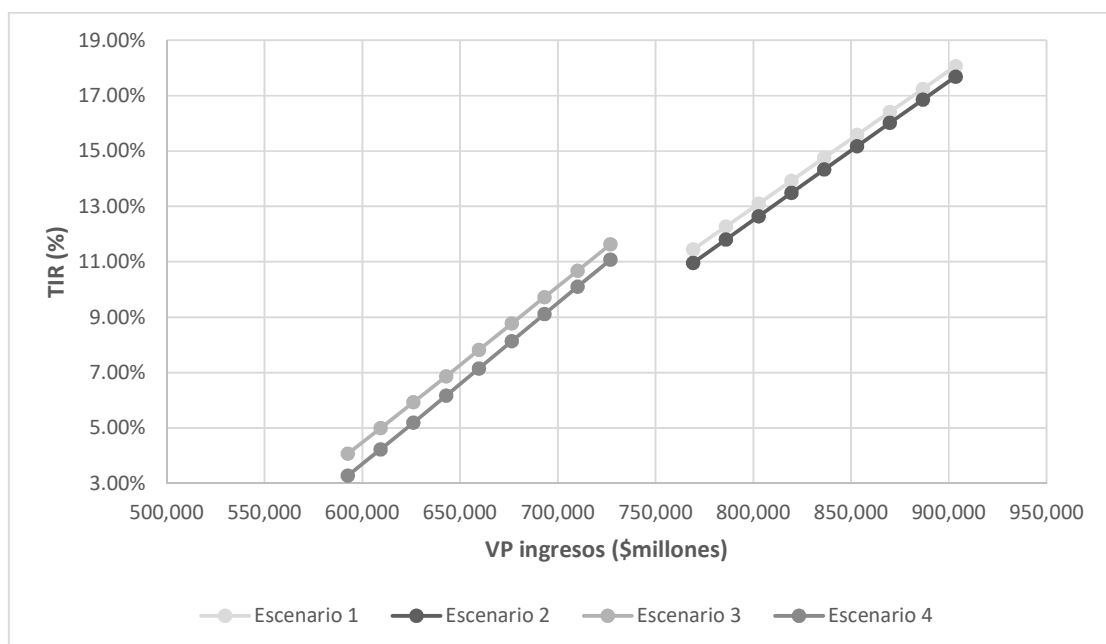


Figura 12. CEN 20 MW – Comportamiento TIR con ventas en contratos entre el 10 % y el 90 % para Escenarios 1, 2, 3 y 4

Sobre la variación del endeudamiento

El endeudamiento considerado en el horizonte de análisis se presenta en las tablas 17 a la 20.

Tabla 16. Escenario 1: *sin impuesto al carbono, sin nueva Ley 99 y con cargo por confiabilidad*

Precio Bolsa promedio										
CEN	MW	10	19,9	20	50	100	150	200	250	300
Endeudamiento	0 %									
VPN	MCOP	54.114	162.275	177.650	526.602	1.108.188	1.689.775	2.271.362	2.852.948	3.434.535
TIR proyecto	%	14,25	16,83	18,06	19,43	19,87	20,02	20,09	20,14	20,17
Endeudamiento	25 %									
VPN	MCOP	54.241	162.528	177.904	527.238	1.109.461	1.691.684	2.273.907	2.856.130	3.438.352
TIR proyecto	%	14,28	16,87	18,10	19,47	19,91	20,06	20,13	20,18	20,21
Endeudamiento	50 %									
VPN	MCOP	54.368	162.781	178.159	527.874	1.110.734	1.693.593	2.276.452	2.859.311	3.442.170
TIR proyecto	%	14,32	16,91	18,14	19,51	19,95	20,10	20,17	20,22	20,25
Endeudamiento	75 %									
VPN	MCOP	54.495	163.034	178.413	528.511	1.112.006	1.695.502	2.278.997	2.862.493	3.445.988
TIR proyecto	%	14,36	16,95	18,17	19,55	19,99	20,14	20,21	20,26	20,28

Tabla 17. Escenario 2: *con impuesto al carbono, con nueva Ley 99 y con cargo por confiabilidad*

Precio Bolsa Promedio										
CEN	MW	10	19.9	20	50	100	150	200	250	300
Endeudamiento	0 %									
VPN	MCOP	47.961	150.040	165.354	495.863	1.046.711	1.597.559	2.148.406	2.699.254	3.250.102
TIR Proyecto	%	13.78	16.43	17.68	19.08	19.53	19.68	19.75	19.80	19.82
Endeudamiento	25 %									
VPN	MCOP	48.089	150.294	165.609	496.499	1.047.983	1.599.468	2.150.952	2.702.436	3.253.920
TIR Proyecto	%	13.81	16.47	17.72	19.12	19.57	19.72	19.79	19.83	19.86
Endeudamiento	50 %									
VPN	MCOP	48.216	150.547	165.863	497.136	1.049.256	1.601.376	2.153.497	2.705.617	3.257.738
TIR Proyecto	%	13.85	16.51	17.76	19.16	19.61	19.76	19.83	19.87	19.90
Endeudamiento	75 %									
VPN	MCOP	48.343	150.800	166.118	497.772	1.050.529	1.603.285	2.156.042	2.708.799	3.261.555
TIR Proyecto	%	13.89	16.54	17.80	19.19	19.65	19.80	19.87	19.91	19.94

Tabla 18. Escenario 3: *sin impuesto al carbono, sin nueva Ley 99 y sin cargo por confiabilidad*

Precio Bolsa promedio										
CEN	MW	10	19,9	20	50	100	150	200	250	300
Endeudamiento	0 %									
VPN	MCOP	54.114	162.275	59.338	230.822	516.629	802.436	1.088.243	1.374.050	1.659.857
TIR proyecto	%	14,25	16,83	11,58	13,35	13,91	14,09	14,18	14,23	14,27
Endeudamiento	25 %									
VPN	MCOP	54.241	162.528	59.592	231.458	517.902	804.345	1.090.788	1.377.231	1.663.675
TIR proyecto	%	14,28	16,87	11,62	13,39	13,94	14,13	14,22	14,27	14,31
Endeudamiento	50 %									
VPN	MCOP	54.368	162.781	59.847	232.095	519.174	806.254	1.093.333	1.380.413	1.667.492
TIR proyecto	%	14,32	16,91	11,65	13,42	13,98	14,16	14,26	14,31	14,35
Endeudamiento	75 %									
VPN	MCOP	54.495	163.034	60.101	232.731	520.447	808.163	1.095.879	1.383.594	1.671.310
TIR proyecto	%	14,36	16,95	11,69	13,46	14,02	14,20	14,29	14,35	14,38

Tabla 19. Escenario 4: *con impuesto al carbono, con nueva Ley 99 y sin cargo por confiabilidad*

Precio bolsa promedio										
CEN	MW	10	19.9	20	50	100	150	200	250	300
Endeudamiento	0 %									
VPN	MCOP	47.961	150.040	47.042	200.083	455.152	710.220	965.288	1.220.356	1.475.424
TIR proyecto	%	13,78	16,43	11,02	12,85	13,43	13,62	13,71	13,77	13,80
Endeudamiento	25 %									
VPN	MCOP	48.089	150.294	47.297	200.720	456.424	712.129	967.833	1.223.538	1.479.242
TIR proyecto	%	13,81	16,47	11,05	12,89	13,47	13,65	13,75	13,80	13,84
Endeudamiento	50 %									
VPN	MCOP	48.216	150.547	47.551	201.356	457.697	714.038	970.378	1.226.719	1.483.060
TIR proyecto	%	13,85	16,51	11,09	12,93	13,50	13,69	13,79	13,84	13,88
Endeudamiento	75 %									
VPN	MCOP	48.343	150.800	47.806	201.992	458.969	715.946	972.924	1.229.901	1.486.878
TIR proyecto	%	13,89	16,54	11,13	12,96	13,54	13,73	13,82	13,88	13,92

Sobre los precios del carbón

El precio del carbón considerado en el horizonte de análisis incluye producción y logística de transporte. El carbón que se considera para la producción de energía eléctrica es carbón térmico, de procedencia 100 % nacional y adquirido a plantas de producción localizadas en los alrededores del sitio donde se ubica la planta de generación de energía eléctrica, para garantizar así la firmeza del combustible y aprovechar los recursos que se tienen en la región.

Las características fisicoquímicas consideradas fueron las que se presentan a continuación en la tabla 17.

Tabla 20. Calidad del carbón

Ubicación	Poder calorífico		
	HHV (MJ/Kg)	LHV (MJ/Kg)	P.C. (MBTU/Kg)
Antioquia	25,74	24,21	23,67

Para llevar a cabo el análisis del efecto que el precio del carbón tiene sobre la viabilidad de un proyecto de generación de energía eléctrica, se eligieron cuatro capacidades instaladas en cada uno de los escenarios analizados. Con la capacidad instalada de 19,9 MW, se logra analizar el efecto sobre una planta menor; y con las capacidades de 100 MW, 200 MW y 300 MW, se analiza el efecto sobre las plantas mayores (figura 13).

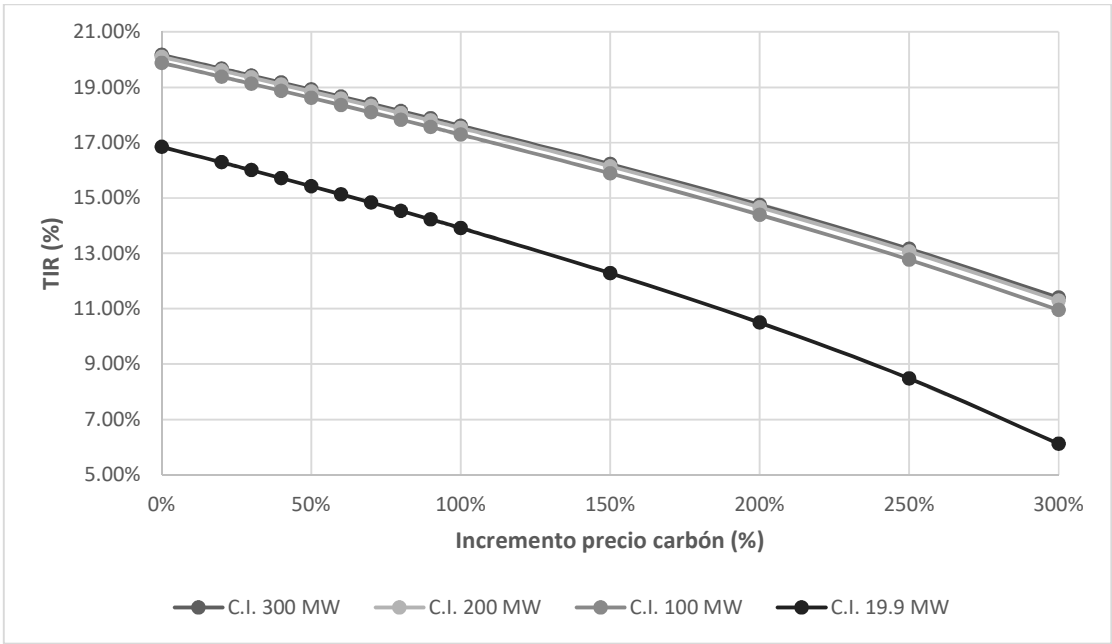


Figura 13. Escenario 1. Incremento precio del carbón entre 0 % y 300 %

Para el escenario 1, con la capacidad instalada de 19,9 MW, se pueden tener incrementos en el precio del carbón entre el 0 % y el 40 %; y para las demás capacidades instaladas, se pueden tener incrementos entre el 0 % y el 150 % del

precio inicialmente analizado. Tomando el precio promedio del carbón para el año 1 de puesta en operación, se tendrían los resultados de la tabla 18 y la figura 14.

Tabla 21. *Precio carbón* Escenario 1

Capacidad instalada (MW)	Precio del Carbón (COP/kg)	
	Precio inicial promedio	Precio máximo promedio
19,9	1.656,33	2.318,86
100		4.140,82
200		4.140,82
300		4.140,82

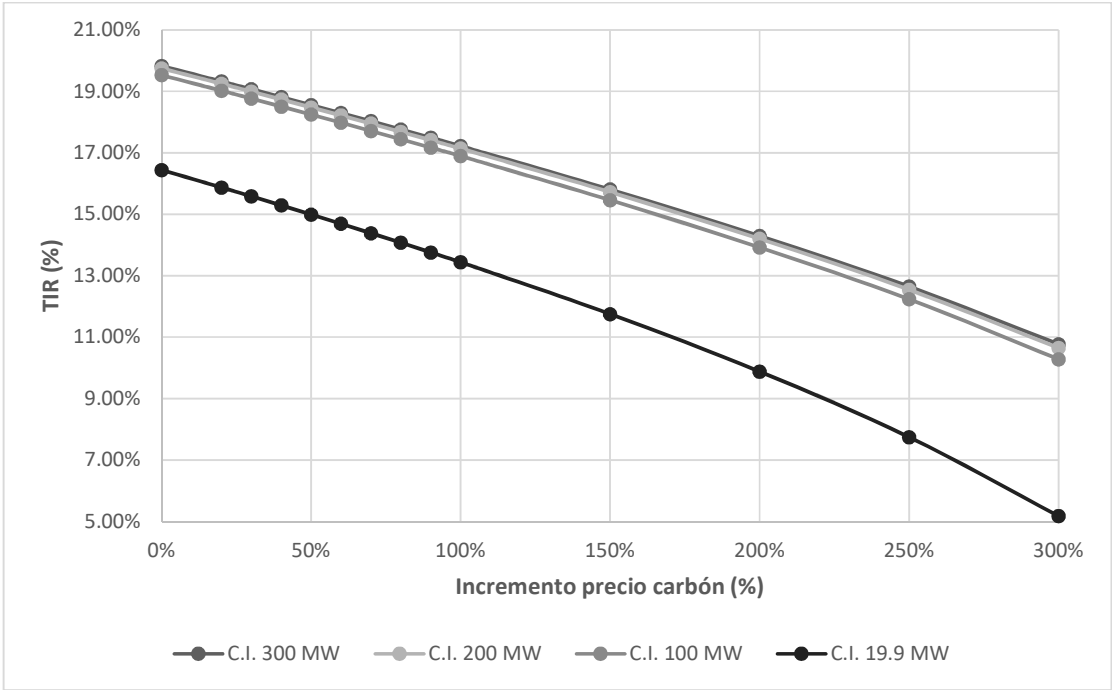


Figura 14. Escenario 2. Incremento precio del carbón entre 0 % y 300 %

Para el escenario 2, con la capacidad instalada de 19,9 MW, se pueden tener incrementos en el precio del carbón entre el 0 % y el 20 %; para las capacidades instaladas entre 100 MW y 200 MW, se pueden tener incrementos entre el 0 % y el 100 %; y para la capacidad instalada de 300 MW, se puede tener un incremento entre 0 % y 150 % del precio inicial analizado. Tomando el precio promedio del carbón para el año 1, tendríamos los resultados mostrados en la tabla 19 y la figura 15.

Tabla 22. Precio carbón escenario 2

Capacidad instalada (MW)	Precio del carbón (COP/kg)	
	Precio inicial promedio	Precio máximo promedio
19,9	1.656,33	2.318,86
100		3.312,65
200		3.312,65
300		4.140,82

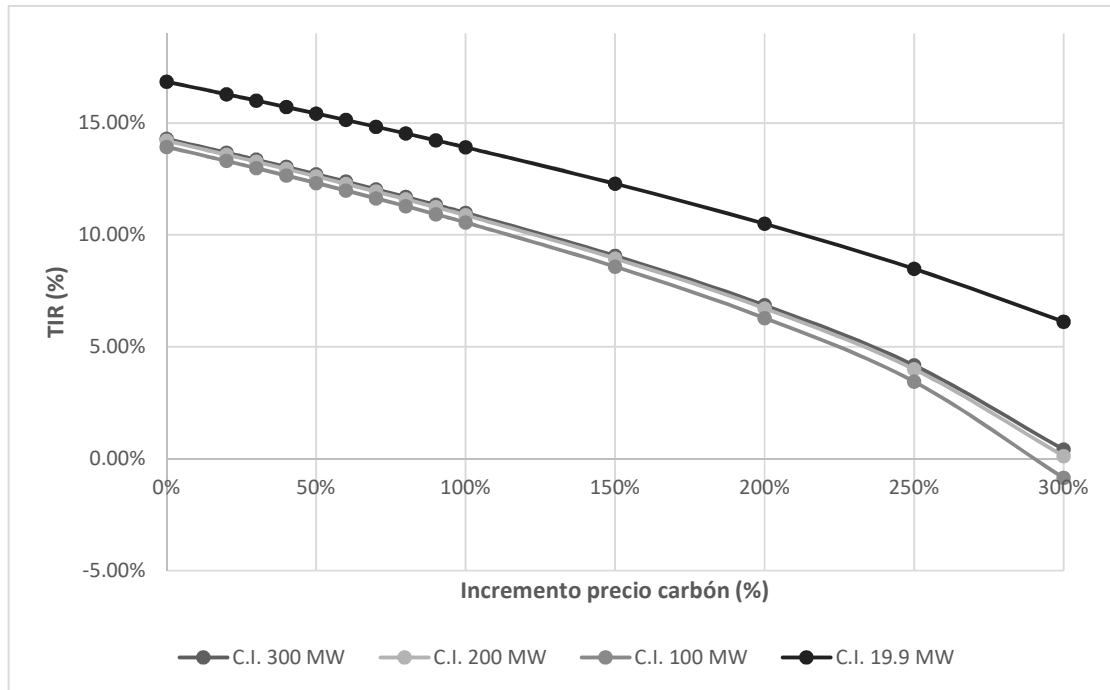


Figura 15. Escenario 3. Incremento precio del carbón entre 0 % y 300 %

Para el escenario 3, con la capacidad instalada de 19,9 MW; se pueden tener incrementos en el precio del carbón entre el 0 % y el 30 %; para las capacidades instaladas entre 100 MW y 300 MW no se pueden tener incrementos en el precio inicial analizado, ya que el proyecto no daría la rentabilidad necesaria para lograr remunerar adecuadamente las inversiones realizadas. Tomando el precio promedio del carbón para el año 1, tendríamos los resultados mostrados en la tabla 20 y la figura 16.

Tabla 23. Precio *carbón* escenario 3

Capacidad instalada (MW)	Precio del carbón (COP/kg)	
	Precio inicial promedio	Precio máximo promedio
19,9	1.656,33	2.153,23
100		N.A.
200		N.A.
300		N.A.

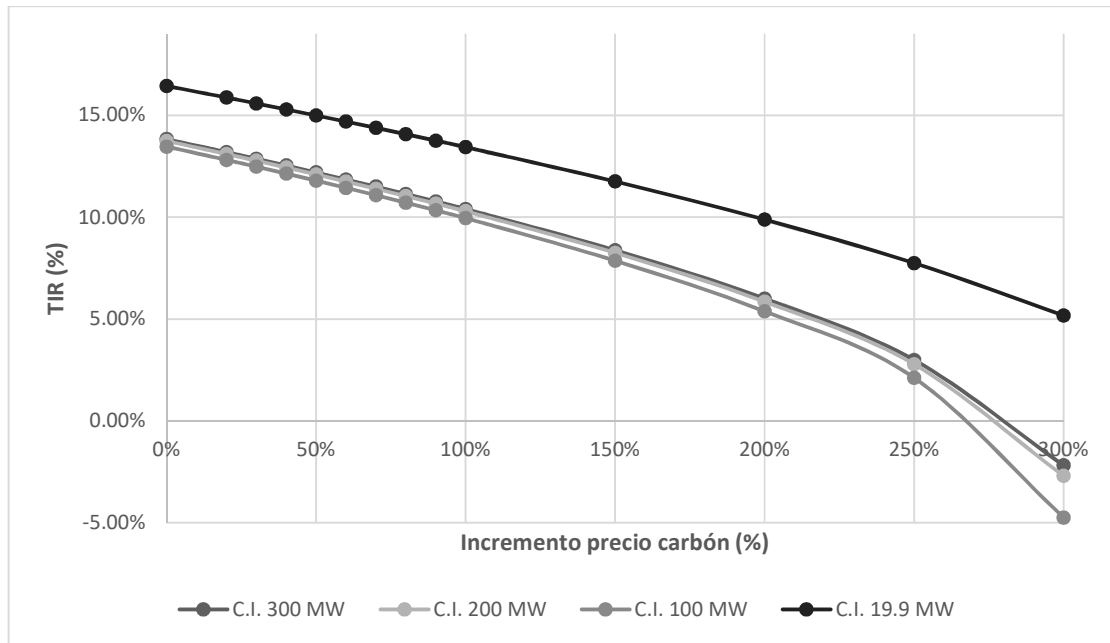


Figura 16. Escenario 4. Incremento precio del carbón entre 0 % y 300 %

Para el escenario 4, con la capacidad instalada de 19,9 MW, se pueden tener incrementos en el precio del carbón entre el 0 % y el 20 %; para las capacidades instaladas entre 100 MW y 300 MW no se pueden tener incrementos en el precio inicial analizado, ya que el proyecto no daría la rentabilidad necesaria para lograr remunerar adecuadamente las inversiones realizadas. Tomando el precio promedio del carbón para el año 1, tendríamos los resultados mostrados en la tabla 21.

Tabla 24. Precio *carbón escenario 4*

Capacidad instalada (MW)	Precio del Carbón (COP/kg)	
	Precio inicial promedio	Precio máximo promedio
19,9	1.656,33	1.987,59
100		N.A.
200		N.A.
300		N.A.

Sobre los precios de la energía

El precio de la energía que se consideró en el horizonte de análisis tiene dos componentes principales:

1. *Energía en contratos*: el precio de la energía en contratos fue tomado de los precios a los cuales se realizó la adjudicación a plantas de carbón para los años que van desde el 2018 hasta el 2022. Para los períodos posteriores al año 2022, se dejó un valor constante dada la entrada de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica.
2. *Precio de Bolsa*: el precio de la energía en bolsa consideró como base principal los OCV (FAZNI, Ley 99, AYP, CEE y AGC),⁷ que tuvieron un incremento anual de acuerdo con el indexador indicado en la regulación vigente.

Matriz de riesgos

Sobre el licenciamiento ambiental

Uno de los limitantes más grandes que tiene el desarrollo de un proyecto de generación de energía eléctrica es el licenciamiento ambiental. Para que la autoridad ambiental competente otorgue los permisos necesarios para la puesta en marcha de cualquier proyecto, en la primera etapa de solicitud de permisos se deben definir por lo menos los siguientes puntos:

⁷ Ver glosario.

1. Diagnóstico ambiental de alternativas
2. Localización del punto de generación
3. Proveedor de combustible
4. Sitio de consumo
5. Capacidad de generación
6. Determinación de áreas ambientalmente sensibles dentro del proyecto
7. Estudio de impacto ambiental
8. Certificado del Ministerio del Interior y de Justicia, en el que se indique el registro de comunidades
9. Certificado del Incoder, en el que se indique la no presencia de comunidades indígenas y negras
10. Licencia del Incanah para el estudio arqueológico
11. Consulta previa con comunidades indígenas y negritudes

Después de cumplidos los puntos anteriores y del análisis de la autoridad ambiental competente, esta podrá requerir información adicional que depende de la calidad de la información entregada. La autoridad ambiental aprobará o no la licencia ambiental cuando considere que toda la información requerida ha sido suministrada y cumple con todos los requerimientos.

Una licencia ambiental aprobada contendrá los siguientes puntos:

1. Concesión de aguas superficiales
2. Vertimientos (permiso de vertimiento)
3. Aprovechamiento forestal
4. Ocupación del cauce
5. Emisiones atmosféricas (permiso para fuentes fijas y fuentes dispersas)
6. Material de arrastre y/o cantera y disposición de material de excavación
7. Disposición y manejo de residuos sólidos
8. Medidas de manejo ambiental
 - a. Del medio físico
 - b. Del medio biótico
 - c. Del componente socioeconómico
9. Plan de monitoreo y seguimiento

10. Plan de contingencia

11. Programa de inversión del 1 %

Si un proyecto nuevo de generación de energía eléctrica desea participar en el esquema del cargo por confiabilidad, debe tener aprobada la licencia ambiental.

Sobre el conexión al STN

La conexión al sistema de transmisión nacional (STN) tiene gran importancia para un proyecto de generación no solo para entregar la energía producida a las zonas que lo necesiten, sino que tiene un gran peso a la hora del licenciamiento ambiental. Cuando se estudia la información para la licencia ambiental, se analiza la distancia y la cantidad de torres que son necesarias para el transporte de la energía eléctrica en el STN. Para esto, se tiene en cuenta la capa vegetal que debe ser removida a lo largo del corredor de servidumbre que conforma la línea de transmisión.

Una planta de generación de energía eléctrica que desee conectarse al sistema de transmisión nacional (STN), al sistema de transmisión regional (STR) o a un sistema de distribución local (SDL) debe cumplir con los siguientes requisitos:

1. Analizar las oportunidades de conexión que son publicadas periódicamente por la UPME.
2. Presentar el estudio sobre la factibilidad técnica y financiera del proyecto.
3. Presentarle la solicitud al transmisor nacional o al operador de red.
4. Presentar el estudio sobre la factibilidad técnica y económica de la conexión (cuando sea necesario ejecutar proyectos de expansión de redes remuneradas a través de cargos de uso).
5. Presentar el cronograma de construcción y la curva “S” del proyecto.

Cuando los requisitos estén cumplidos plenamente, el proyecto de generación de energía eléctrica entra a ser analizado por la UPME, para asignar el derecho a la

capacidad de transporte. Este derecho estará condicionado al cumplimiento de todas las etapas de construcción y puesta en marcha del proyecto de generación.

Después de tener el derecho a la capacidad de transporte, se deben cumplir los siguientes pasos:

1. Registro de potencia ante el Sistema de Intercambios Comerciales, en la fecha de puesta en servicio de la conexión.
2. Garantía para reserva de capacidad de transporte, que será equivalente a 1 USD por cada kilovatio instalado.

Sobre los riesgos operativos y de mantenimiento

En general, la operación y mantenimiento de cualquier planta de generación térmica debe seguir los estándares indicados por los fabricantes de los diferentes componentes. En primer lugar, para conservar la garantía de los equipos; y, en segundo lugar, para que la vida útil de todos los equipos se conserve durante el tiempo considerado en el período de análisis (tablas 22 y 23).

Tabla 25. Matriz de *riesgos operativos y de mantenimiento*

Escenario de riesgo	Causas	Efectos	Controles preventivos existentes
Indisponibilidad de activos productivos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inadecuada ejecución de la Operación. 2. Obsolescencia de equipos. 3. Inadecuado, inoportuno o inexistente mantenimiento. 4. Falta de idoneidad del personal (experiencia, experticia, capacitación, educación). 5. Falta de compromiso por parte del personal. 6. Eventos externos. 7. Hurto. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Menores ingresos por pérdida de producción. 2. Mayores costos por compra en Bolsa. 3. Menores ingresos del cargo por confiabilidad. 4. Afectación de indicadores (disponibilidad y cumplimiento de la generación). 5. Sobrecostos para recuperar los activos. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reinducción y reentrenamiento del personal. 2. Adecuada planeación de las inversiones acorde con la gestión de los activos (análisis de falla). 3. Coordinación oportuna con Mantenimiento, para atender situaciones subestándar en los activos. 4. Verificación de la ejecución del plan de mantenimiento (Retroalimentación). 5. Capacitación del personal. 6. Actualización oportuna de manuales, procedimientos, instructivos y formatos. 7. Contratos de suministro de energía. 8. Programa de seguros.
Inadecuado aprovechamiento	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inadecuada Planeación y/o 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Menores ingresos. 2. Mayores costos por compra en Bolsa. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Seguimiento permanente a la operación, enriqueciendo la ejecución de una correcta planeación.

Escenario de riesgo	Causas	Efectos	Controles preventivos existentes
de los recursos primos	ejecución de la Operación. 2. Mal estado de la infraestructura. 3. Disponibilidad de las unidades de generación. 4. Inadecuado, inoportuno o inexistente mantenimiento. 5. Falta de idoneidad del personal (experiencia, experticia, capacitación, educación). 6. Falta de compromiso por parte del personal.	3. Menores ingresos del cargo por confiabilidad. 4. Demandas.	2. Ejecución del plan de mantenimiento. 3. Coordinación efectiva y oportuna con mantenimiento. 4. Indicadores.
Incumplimiento de las obligaciones de energía firme	1. Inadecuada ejecución y/o planeación de la Operación. 2. Mal aprovechamiento del recurso hídrico. 3. Disponibilidad de las unidades de generación. 4. Inadecuado, inoportuno o inexistente mantenimiento.	1. Menores ingresos asociados al cargo por confiabilidad. 2. Afectación de la reputación.	1. Seguimiento permanente a la operación, enriqueciendo la ejecución de una correcta planeación. 2. Ejecución del plan de mantenimiento. 3. Contratos de respaldo. 4. Coordinación efectiva y oportuna con mantenimiento.
Incumplimiento regulatorio	1. Desconocimiento de la normatividad vigente. 2. Personal no idóneo. 3. Personal insuficiente. 4. Inestabilidad regulatoria.	1. Sanciones. 2. Afectación de la reputación. 3. Pérdidas económicas.	1. Capacitaciones. 2. Actualización de la normatividad en la caracterización del proceso. 3. Comunicación permanente con asesoría regulatoria.
Personal no Idóneo	1. Cambios tecnológicos. 2. Procesos de selección inadecuados. 3. Insuficiente capacitación y entrenamiento. 4. Inadecuado plan de transferencia de conocimiento. 5. Relevo generacional.	1. Disponibilidad de equipos por inadecuada operación. 2. Inoportuna/inadecuada toma de decisiones. 3. Afectación económica. 4. Afectación de la reputación.	1. Manuales e instructivos de procedimientos actualizados. 2. Aplicación de manuales e instructivos de operación. 3. Proceso de selección. 4. Capacitación, entrenamiento y reentrenamiento del personal.
Eventos externos no gobernables	1. El Niño, La Niña 2. Crecientes 3. Calentamiento global 4. Derrumbes 5. Sismos 6. Inundaciones 7. Erupción volcánica	2. Pérdidas económicas. 3. Afectación del medio ambiente. 4. Disponibilidad de equipos. 5. Afectación de la reputación.	1. Planes de contingencia. 2. Planes de emergencia. 3. Programa de seguros. 4. Programa de protección hídrica.

Escenario de riesgo	Causas	Efectos	Controles preventivos existentes
	8. AMIT	6. Afectación de los diferentes grupos de interés. 7. Afectación de la viabilidad del negocio. 8. Derrame de combustible.	
Fraude y corrupción	1. Interés de beneficiarse o de beneficiar a un tercero. 2. Problemas psicosociales de los involucrados. 3. Amenaza o extorsión. 4. Negligencia. 5. Inadecuada estructura ética y moral.	1. Pérdidas económicas. 2. Afectación de la reputación. 3. Sanciones y multas. 4. Inadecuada gestión de activos. 5. Accidentes.	1. Manuales de contratación e interventoría. 2. Contacto transparente. 3. Estructura ética (principios, valores, manual de comportamiento ético). 4. Asignación de perfiles para registros contables. 5. Delegaciones del gasto. 6. Planeación anual de presupuesto de costo e inversión. 7. Reuniones de seguimiento de causación presupuestal.
Incertidumbre regulatoria	Dinámica del sector energético.	1. Afectación de la viabilidad de la planta térmica. 2. Pérdidas económicas.	Comentarios a los proyectos de resolución.
Demandas legales laborales	1. Tipos de contratación de personal para la operación utilizados en el pasado. 2. Evolución de la legislación laboral.	1. Afectación de la viabilidad del negocio. 2. Pérdidas económicas. 3. Incremento de la planta de personal.	1. Asesoría jurídica.
Derrame y/o Incendios en tanques de combustible	1. AMIT 2. Fallas en los equipos 3. Intervenciones inadecuadas 4. Sismo	1. Afectación ambiental. 2. Pérdidas económicas.	1. Diques de contención. 2. Separadores de aceites. 3. Buenas prácticas operativas y de mantenimiento. 4. Sistema de espuma contra incendio. 5. Brigada de emergencias. 6. Plan de emergencias.

Tabla 26. Matriz de riesgos salud y seguridad en el trabajo

Escenario de riesgo	Causas	Efectos	Controles preventivos existentes
Incumplimiento de la normatividad	1. Desconocimiento de la norma. 2. Mala interpretación de la norma. 3. Inadecuada planeación y prospectiva del ente regulador. 4. No disponer de los recursos (personas, presupuesto, tecnología) necesarios	1. Enfermedad, muerte y accidentes de personas. 2. Sanciones y demandas. 3. Detrimento patrimonial. 4. Afecta negativamente la reputación de la empresa. 5. Falta de credibilidad en el proceso.	1. Gestión de Procedimientos. 2. Seguimiento al Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo. 3. Seguimiento a la salud de los trabajadores y a los ambientes de trabajo. 4. Implementación de sistemas de inteligencia epidemiológica de la salud de los trabajadores, de acuerdo con los peligros identificados. 5. Control de los riesgos críticos.

Escenario de riesgo	Causas	Efectos	Controles preventivos existentes
	<p>para implementar la norma.</p> <p>5. Falta de conciencia en cuanto al incumplimiento de las normas internas y externas con sus implicaciones.</p> <p>6. Incumplimiento de los estándares de seguridad por parte de los trabajadores.</p>	<p>6. Desgaste administrativo.</p>	<p>6. Verificar el cumplimiento de los sistemas de gestión de seguridad y salud en el trabajo de contratistas con riesgos críticos.</p> <p>7. Mecanismos de integración (COPASST, Comité de Convivencia).</p> <p>8. Seguimiento al Cumplimiento de la normatividad aplicable al proceso.</p> <p>9. Auditorías al Proceso y al SG-SST.</p> <p>10. Seguimiento a Controles operacionales como medida de intervención del riesgo.</p> <p>11. Seguimiento al Plan de Emergencias.</p> <p>12. Actualización y Seguimiento a las matrices de Riesgos (objeto de impacto PERSONAS).</p> <p>13. Reporte al SUI de accidentes de origen eléctrico.</p>
Afectación de la salud y el bienestar de las personas por condiciones y situaciones laborales	<p>1. Inapropiada comunicación y capacitación a los diferentes grupos de interés.</p> <p>2. Falta de conciencia de los trabajadores, jefes y gestores, frente implicaciones de incumplir normas y estándares de seguridad.</p> <p>3. Exceso de confianza en la aplicación de procedimientos.</p> <p>4. Falta de compromiso por parte de jefes y gestores alrededor de la seguridad y salud en el trabajo.</p>	<p>1. Incremento de accidentalidad laboral.</p> <p>2. Incremento de ausentismo laboral.</p> <p>3. Afectación de la operación normal de los procesos.</p> <p>4. Afectación económica para la Organización.</p> <p>5. Incumplimiento de las metas de indicadores del proceso.</p> <p>6. Afectación de la reputación.</p> <p>7. Afectación de la imagen del proceso/área.</p> <p>8. No implementación del sistema de gestión de seguridad y salud en el trabajo.</p>	<p>1. Inspección y seguimiento en campo a los controles definidos.</p> <p>2. Plan de capacitación en temas de seguridad y salud en el trabajo articulado con el proceso de Gestión de competencia y aprendizaje.</p> <p>3. Plan de comunicaciones.</p> <p>4. Mecanismos de integración (COPASST, Comité de convivencia).</p> <p>5. Auditorías internas y externas.</p> <p>6. Asesoría con profesionales especializados por parte de ARL.</p> <p>7. Implementación de sistemas de inteligencia epidemiológica de la salud de los trabajadores, de acuerdo con los peligros identificados.</p> <p>8. Campaña de gestión del cambio (prevención de la accidentalidad, autocuidado y SG-SST).</p>
Actos fraudulentos	<p>1. Comportamientos no éticos por parte del trabajador.</p> <p>2. Tomar decisiones para beneficio propio o de terceros.</p> <p>3. Posibles sobornos o extorsiones al equipo de trabajo.</p>	<p>1. Afectación en los indicadores y metas del proceso.</p> <p>2. Aumento de ausentismo.</p> <p>3. Afectación económica para la Organización.</p> <p>4. Afectación de la operación normal de los procesos.</p>	<p>1. Investigaciones por parte del equipo designado (interdisciplinario).</p> <p>2. Controles de la ARL (análisis de causalidad).</p> <p>3. Junta regional de calificación de invalidez.</p> <p>4. Junta nacional de calificación de invalidez.</p>
Debilidades en los atributos de la información	<p>1. Carga laboral.</p> <p>2. Rotación de personal.</p> <p>3. Competencias del personal del proceso.</p>	<p>1. Demandas, tutelas, sanciones.</p> <p>2. Afectación económica.</p> <p>3. Reprocesos.</p> <p>4. Desgaste administrativo.</p> <p>5. Sobrecarga laboral (estrés).</p>	<p>1. Seguimiento y revisión de las diferentes actividades del proceso.</p> <p>2. Trazabilidad de las diferentes actividades del proceso.</p>

Escenario de riesgo	Causas	Efectos	Controles preventivos existentes
Afectación de la salud y el bienestar de las personas por condiciones y situaciones laborales	<ol style="list-style-type: none"> 1. Desplazamientos permanentes a los diferentes centros de trabajo. 2. La vulnerabilidad de las diferentes zonas donde se tienen que desplazar. 3. El estado de las vías en la zona de influencia y a nivel nacional. 4. Inadecuadas condiciones técnicas de los vehículos utilizados. 5. Condiciones particulares de los conductores que no aporten al objetivo de los programas. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Accidentes que pueden afectar trabajadores. 2. Afectación de la imagen del proceso. 3. Afectación de la reputación. 4. Carga mental y generación de estrés. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Revisiones técnicas a los vehículos. 2. Aseguramiento externo de personas diferentes a trabajadores. 3. Adecuada planeación de las actividades (plan de contingencia). 4. Reglas de negocio y procedimientos. 5. Seguimiento al cumplimiento de normativa-proceso de seguridad física.
Falta de homologación de métodos de trabajo	<ol style="list-style-type: none"> 1. Inadecuado modelamiento del proceso. 2. Inadecuada coordinación con los equipos de trabajo de las demás Áreas. 3. Falta de claridad con respecto a la toma de decisiones que afectan directamente al proceso. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Afectación de la imagen del proceso. 2. Afectación de la reputación. 3. Afectación negativa de la credibilidad y confianza en el proceso. 5. Desgaste administrativo. 6. Reprocesos. 7. Incumplimiento normativo. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Eficiente interventoría (incorporación de garantías). 2. Seguimiento a los programas, planes y sistemas de acuerdo con el plan de trabajo anual. 3. Acuerdos con las áreas, con respecto a la planeación de los programas, planes y sistemas. 4. Planeación y construcción del plan anual de trabajo, de acuerdo con los resultados de evaluación inicial anual y los indicadores.

Sobre el precio mínimo de la energía

El precio de la energía eléctrica en nuestro país presenta grandes variaciones dependiendo del tipo de tecnología utilizado para la producción de la energía, de la disponibilidad de recursos para la producción y de la demanda que tenga en el momento, además, de otros factores que hacen que los diferentes componentes del precio fluctúen por la fórmula de cálculo dispuesta en la regulación vigente.

Para el caso de una planta térmica que opera con carbón en los diferentes escenarios analizados, se tendría un precio base de la energía para el año 1 según lo presentado a continuación en la tabla 25.

Tabla 27. Precio *mínimo de la energía*

Capacidad instalada (MW)	Precio mínimo energía (COP/MW)				
	OCV (COP/MWh)	Carbón (COP/MWh)	COM (COP/MWh)	Impuesto al C (COP/MWh)	Precio (COP/MWh)
100	64.875	4.157	23.278	0	92.810
200	64.875	4.157	23.278	121	92.930
300					

Las plantas de generación de energía eléctrica con capacidades instaladas menores a 20 MW son consideradas como plantas menores en el sistema eléctrico colombiano, y por este motivo son tomadoras de precio; es decir, el precio de su energía producida depende directamente del precio que pongan otros generadores al momento de ofertar su disponibilidad y del despacho económico que realice el administrador del mercado de intercambios comerciales (ASIC).

Sobre el análisis de tornado

Para realizar el análisis de tornado de los diferentes escenarios, cada escenario se dividió a su vez en dos, para visualizar el comportamiento de las variables cuando se tienen plantas mayores (capacidad instalada superior a 20 MW) y plantas menores (capacidad instalada menor a 20 MW).

Escenario 1 – Plantas mayores

Las variables que tienen mayor influencia en el valor presente neto (VPN) y en la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto son los excedente en la tarifa de carbón y la capacidad instalada (figuras 17 y 18).

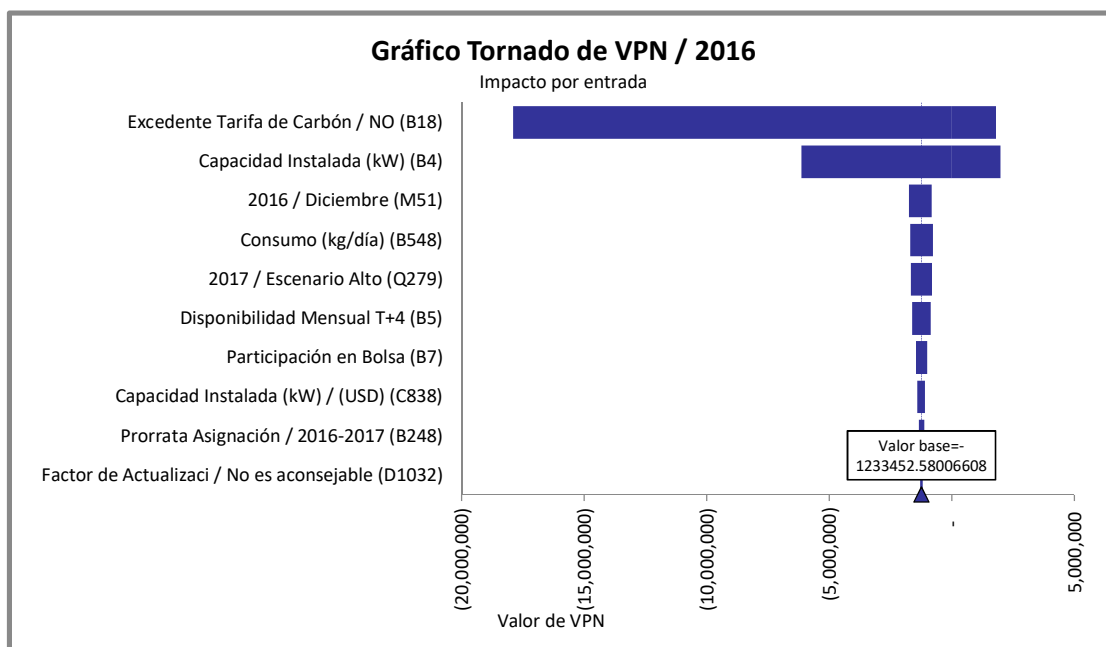


Figura 17. Escenario 1. VPN capacidad instalada superior a 20 MW

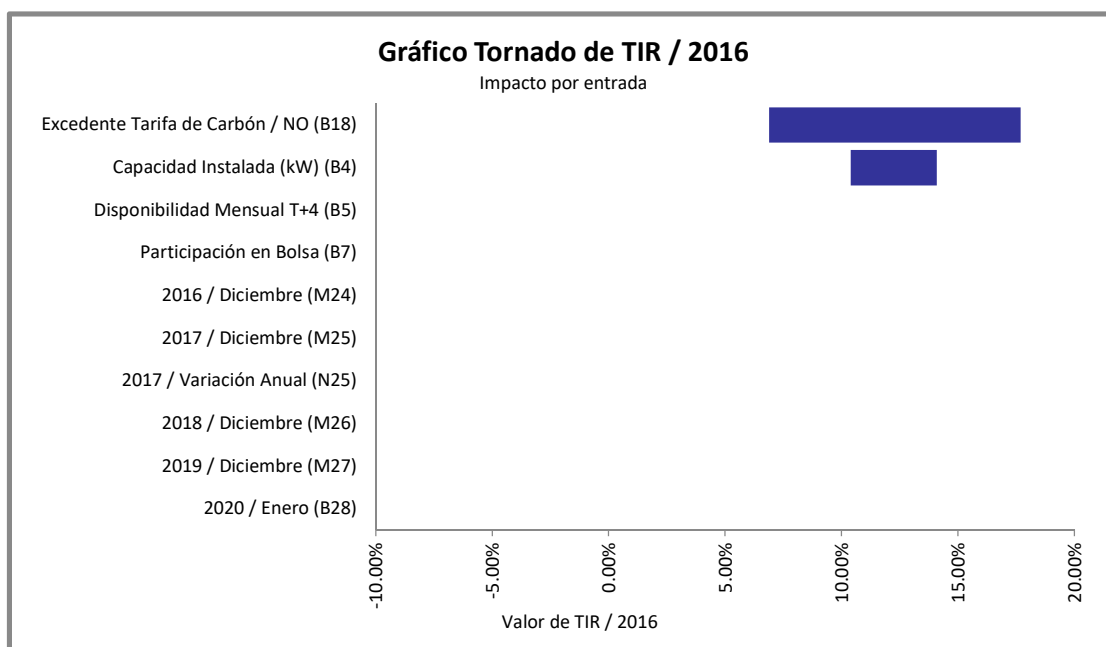


Figura 18. Escenario 1. TIR capacidad instalada superior a 20 MW

Escenario 1 – Plantas menores

Las variables que tienen mayor influencia en el valor presente neto (VPN) y en la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto son la capacidad instalada, la participación en bolsa, el excedente de la tarifa carbón y la disponibilidad mensual.

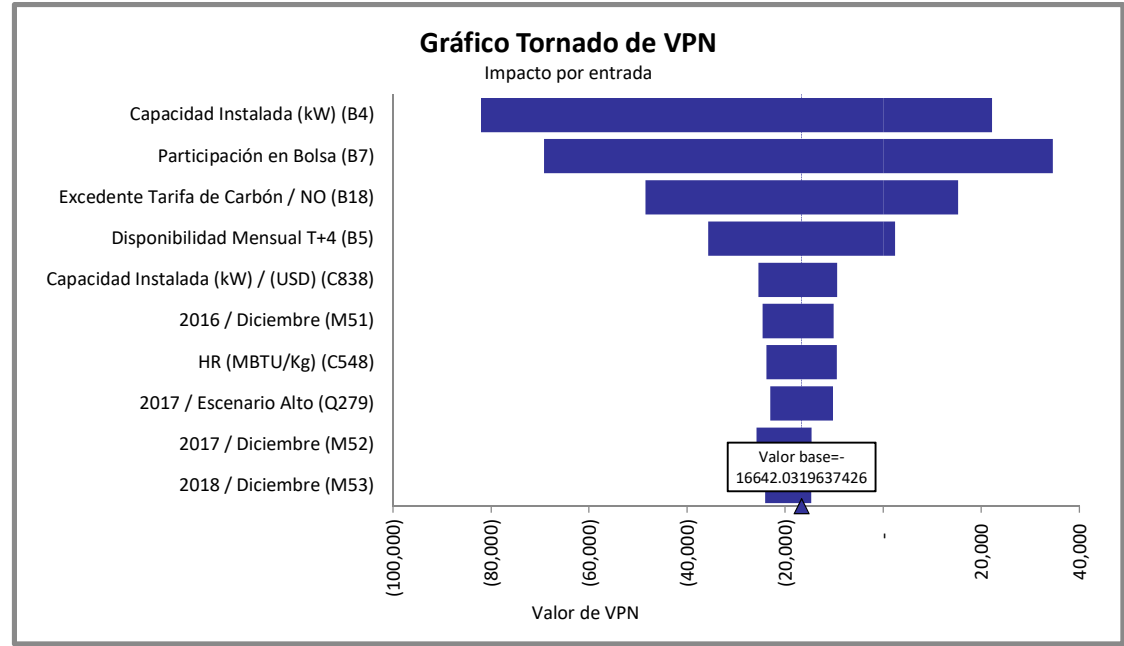


Figura 19. Escenario 1. VPN capacidad instalada menor a 20 MW

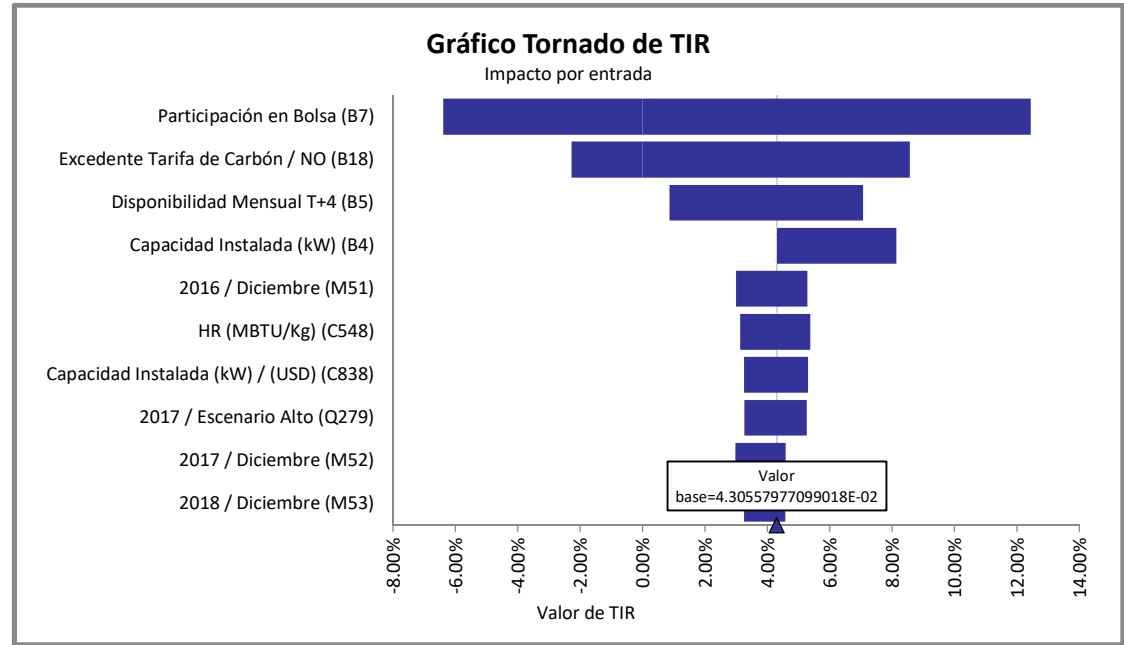


Figura 20. Escenario 1. TIR capacidad instalada menor a 20 MW

Escenario 2 – Plantas mayores

Las variables que tienen mayor influencia en el valor presente neto (VPN) del proyecto son la capacidad instalada, el excedente en la tarifa del carbón y la participación en bolsa; y en la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto son el excedente en la tarifa del carbón, la participación en bolsa, la capacidad instalada y la disponibilidad mensual (figuras 21 y 22).

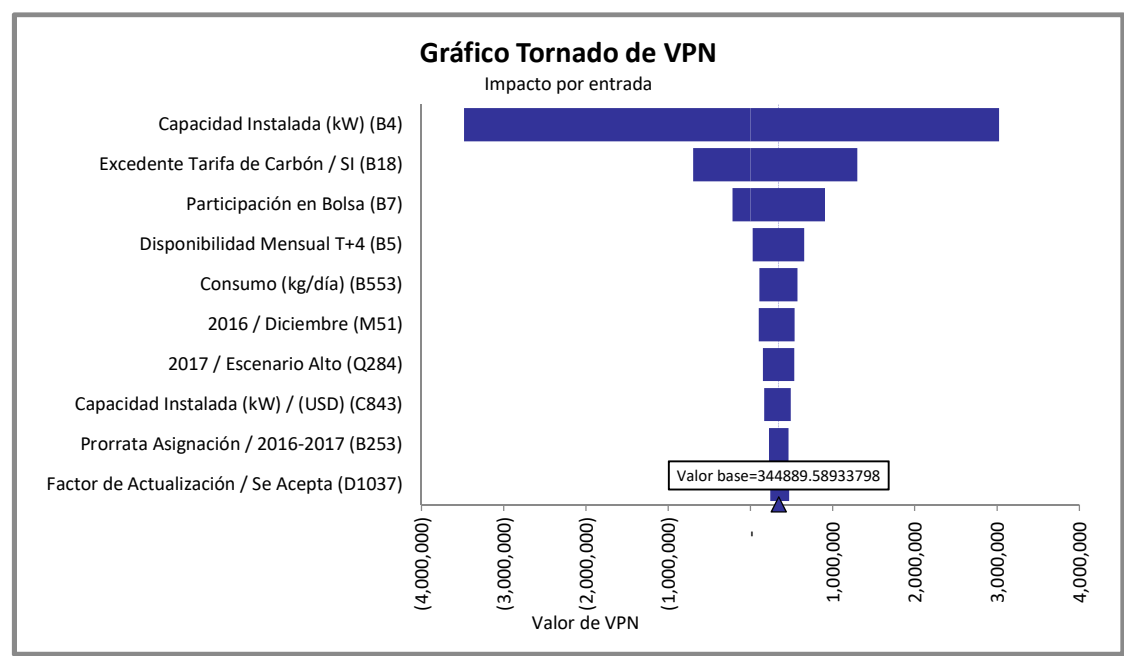


Figura 21. Escenario 2. VPN capacidad instalada superior a 20 MW

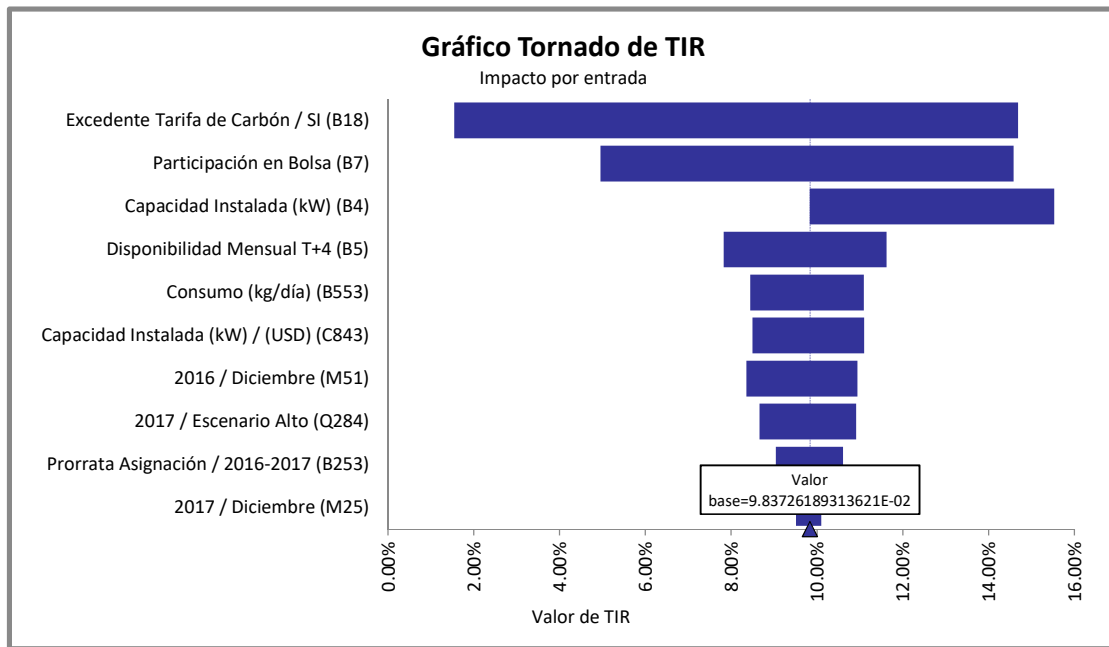


Figura 22. Escenario 2. TIR capacidad instalada superior a 20 MW

Escenario 2 – Plantas menores

las variables que tienen mayor influencia en el valor presente neto (VPN) del proyecto son la participación en bolsa, la capacidad instalada, el excedente en la tarifa de carbón y la disponibilidad mensual; y en la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto, la participación en bolsa, el excedente en la tarifa de carbón y la capacidad instalada (figuras 23 y 24).

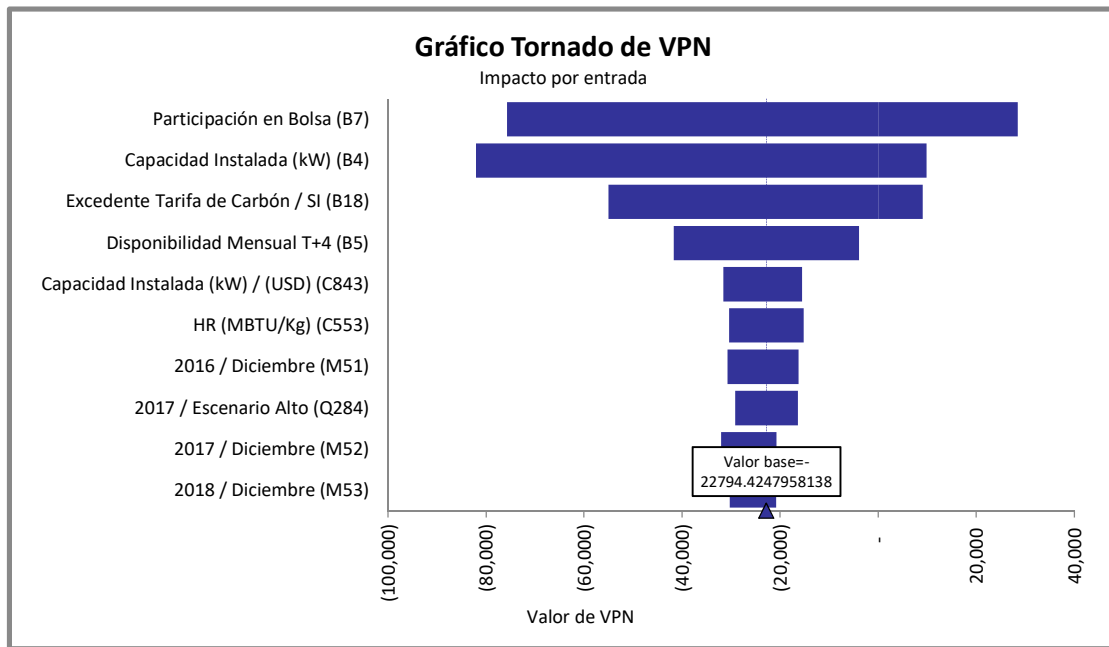


Figura 23 Escenario 2. VPN capacidad instalada menor a 20 MW

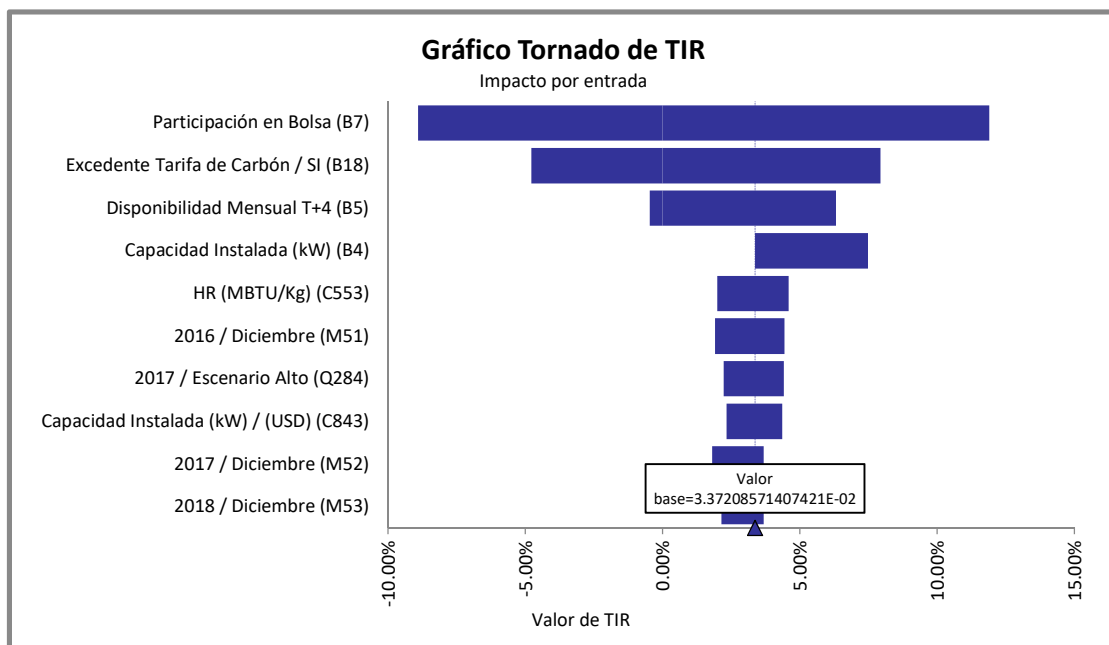


Figura 24. Escenario 2. TIR capacidad instalada menor a 20 MW

Escenario 3 – Plantas mayores

Las variables que tienen mayor influencia en el valor presente neto (VPN) del proyecto son la capacidad instalada, el excedente en la tarifa de carbón y la participación en

bolsa; y en la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto, el excedente en la tarifa de carbón, la participación en bolsa, la capacidad instalada y la disponibilidad mensual (figuras 25 y 26).

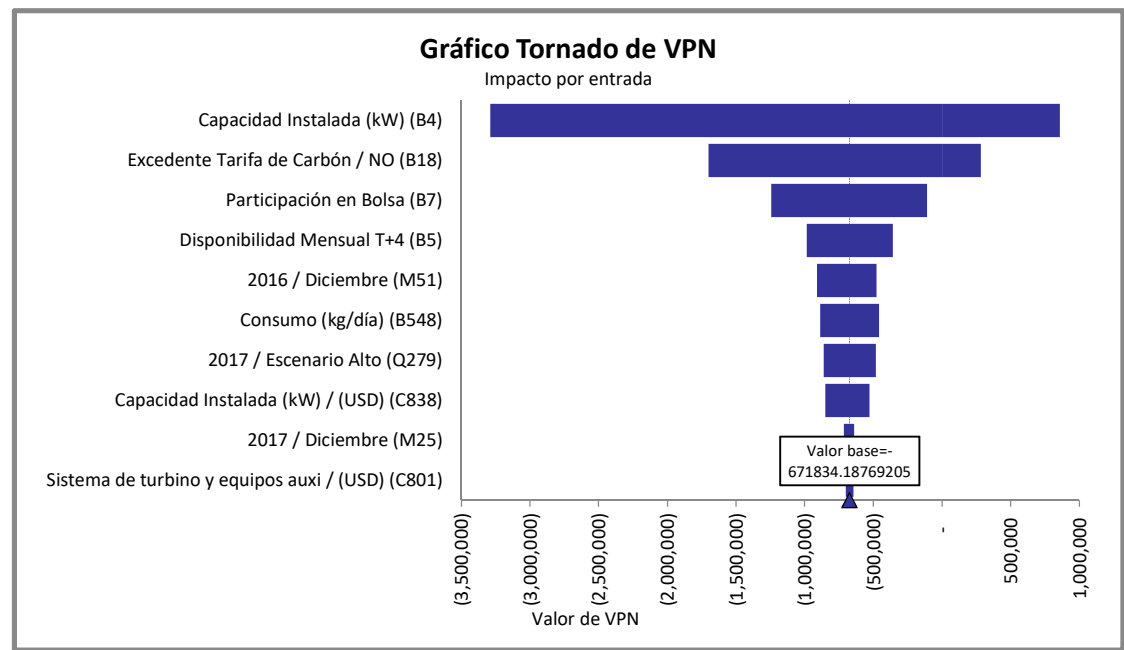


Figura 25. Escenario 3. VPN capacidad instalada superior a 20 MW

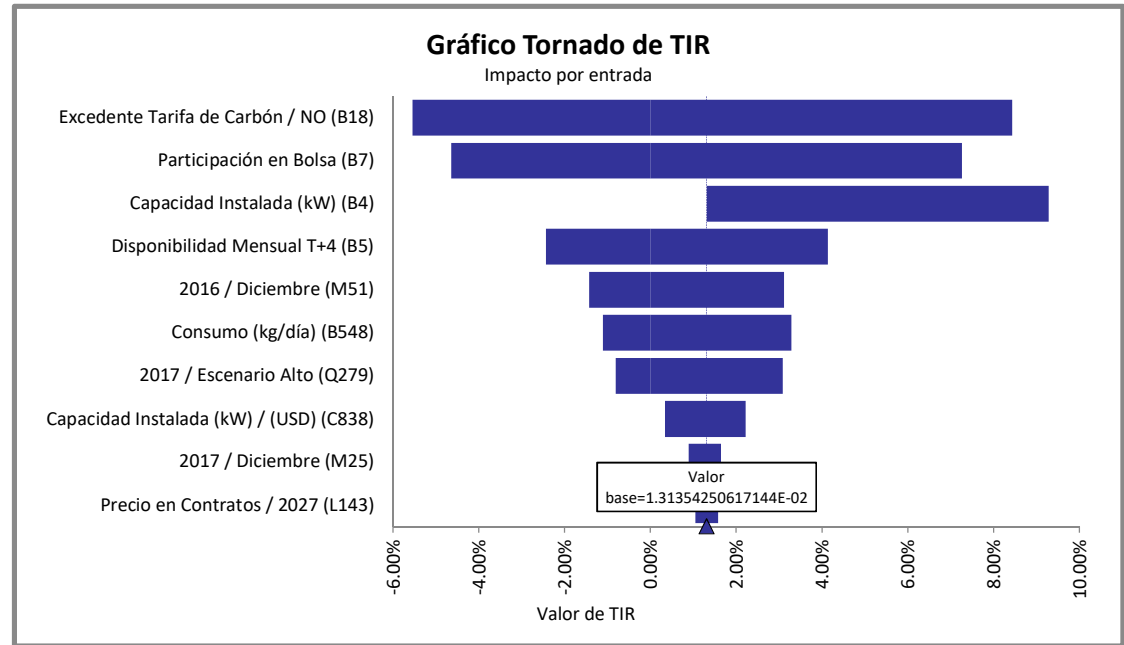


Figura 26. Escenario 3. TIR capacidad instalada superior a 20 MW

Escenario 3 – Plantas menores

Las variables que tienen mayor influencia en el valor presente neto (VPN) del proyecto son la capacidad instalada, la participación en bolsa, el excedente en la tarifa de carbón y la disponibilidad mensual; y en la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto, la participación en bolsa, el excedente en la tarifa de carbón, la disponibilidad mensual y la capacidad instalada (figuras 27 y 28).

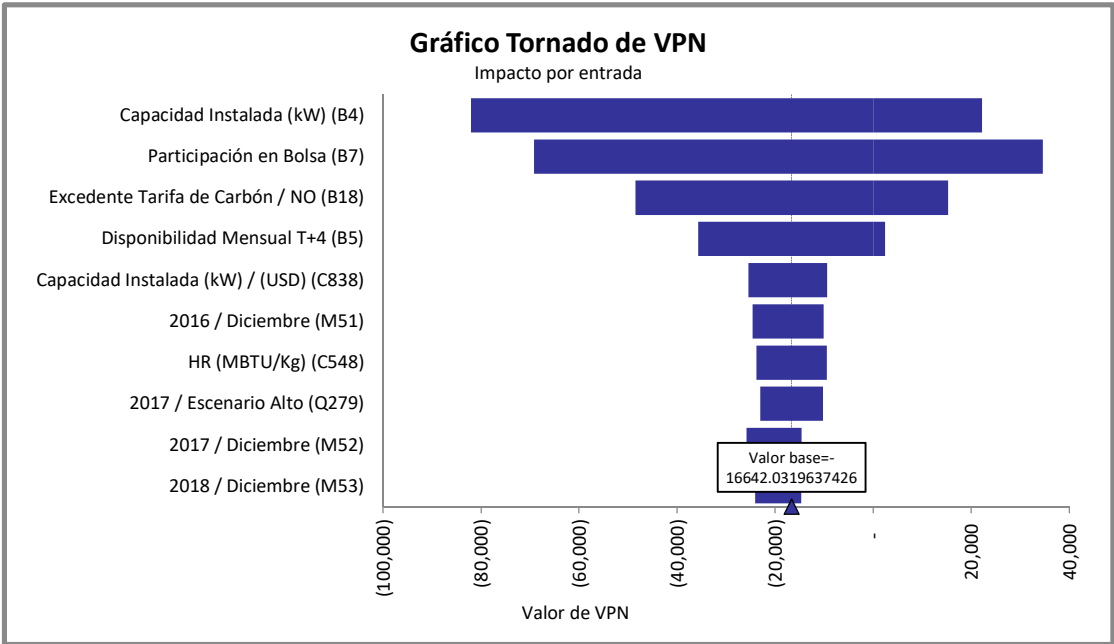


Figura 27. Escenario 3. VPN capacidad instalada menor a 20 MW

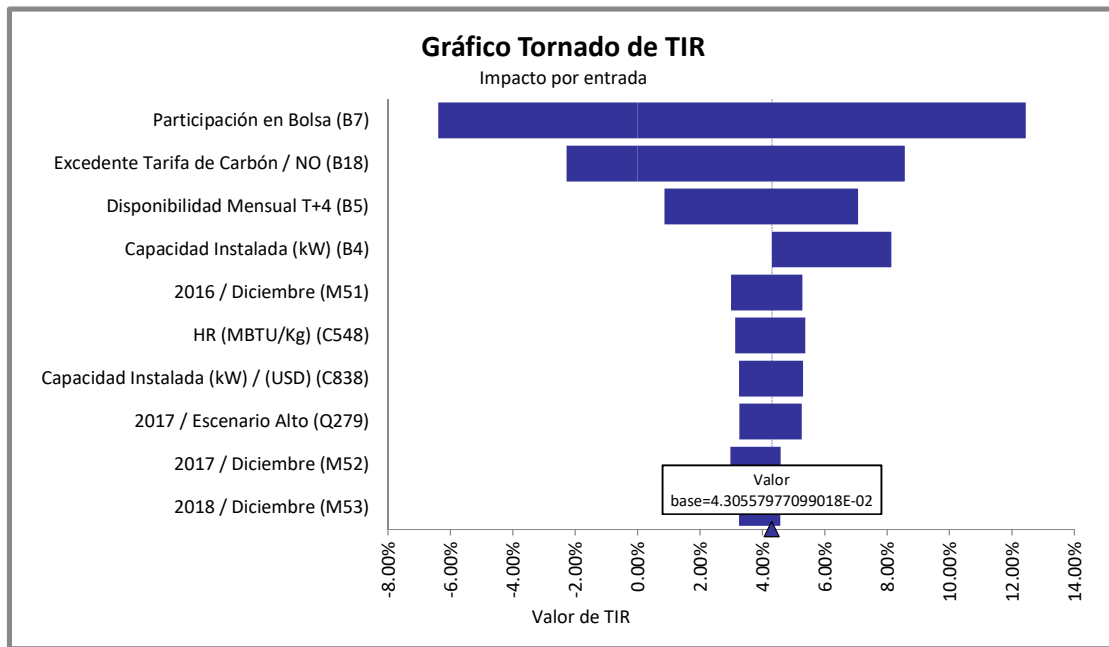


Figura 28. Escenario 3. TIR capacidad instalada menor a 20 MW

Escenario 4 – Plantas mayores

Las variables que tienen mayor influencia en el valor presente neto (VPN) del proyecto son la capacidad instalada, el excedente en la tarifa de carbón y la participación en bolsa; y en la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto son la participación en bolsa, la capacidad instalada, la disponibilidad mensual y el excedente en la tarifa de carbón (figuras 29 y 30).

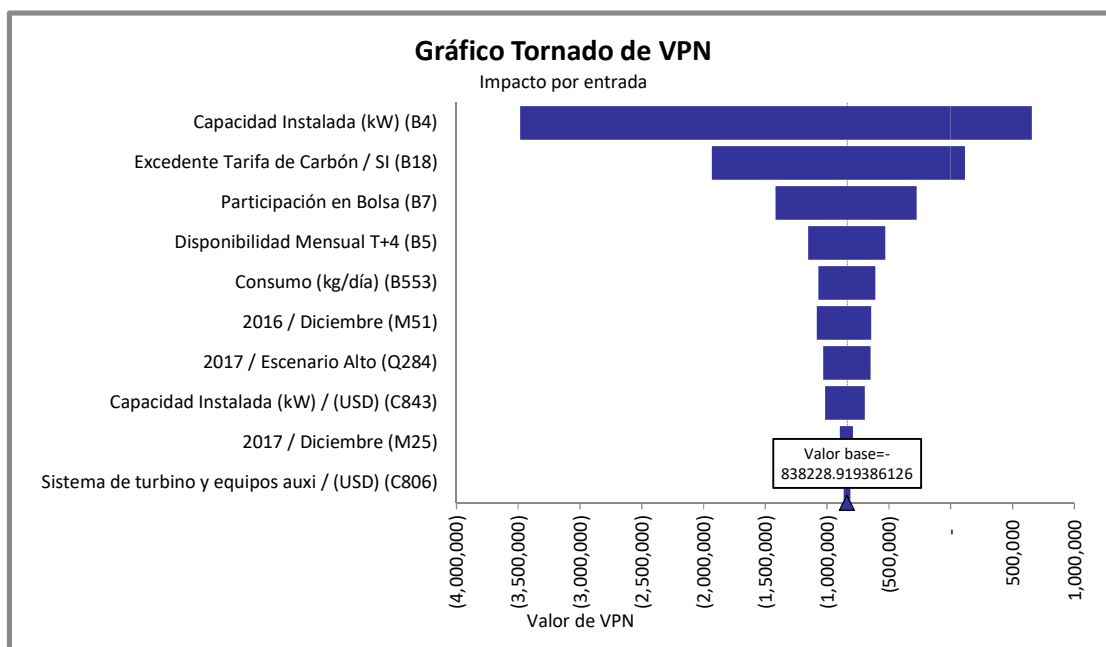


Figura 29. Escenario 4. VPN capacidad instalada superior a 20 MW

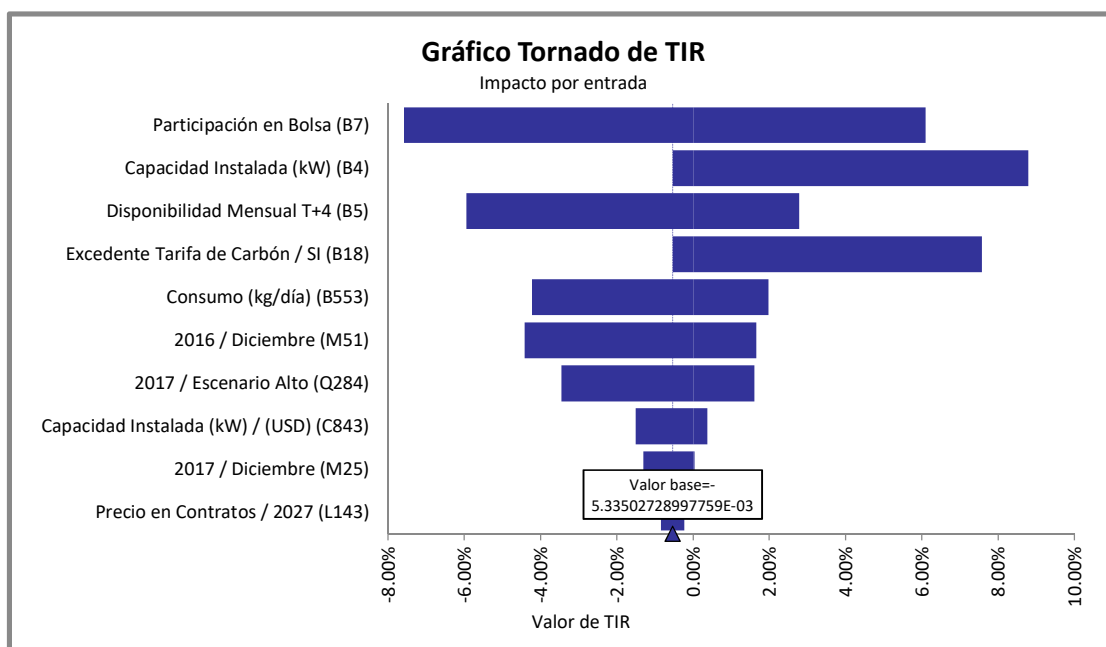


Figura 30. Escenario 4. TIR capacidad instalada superior a 20 MW

Escenario 4 – Plantas menores

Las variables que tienen mayor influencia en el valor presente neto (VPN) del proyecto son la participación en bolsa, la capacidad instalada, el excedente en la tarifa de

carbón y la disponibilidad mensual; y en la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto son la participación en bolsa, excedente tarifa de carbón, disponibilidad mensual y capacidad instalada (figuras 31 y 32).

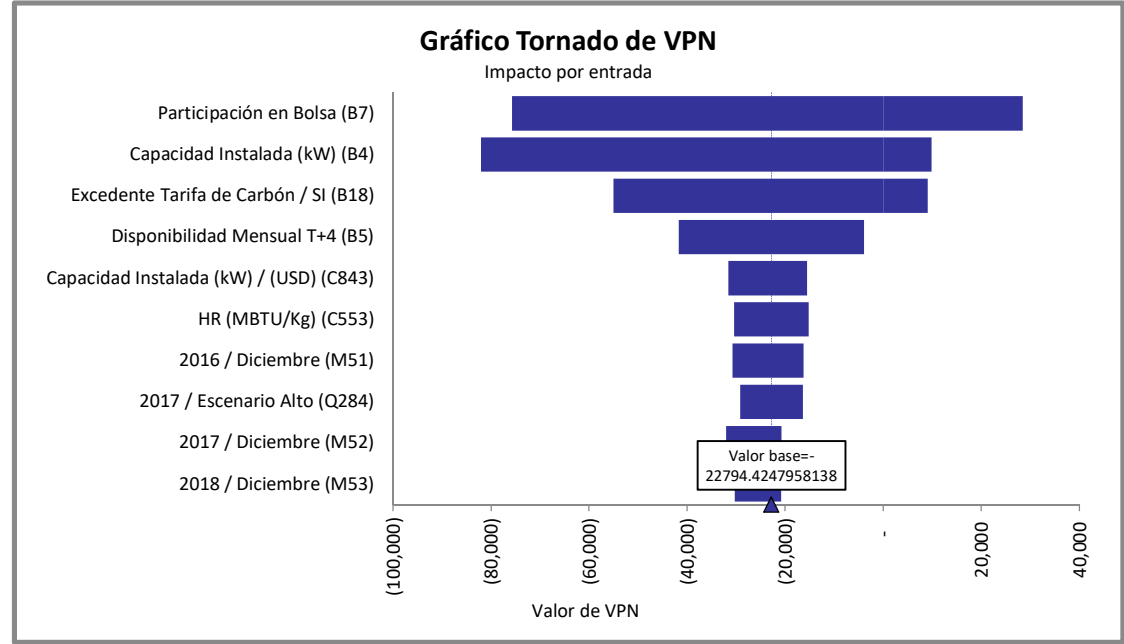


Figura 31. Escenario 4. VPN capacidad instalada menor a 20 MW

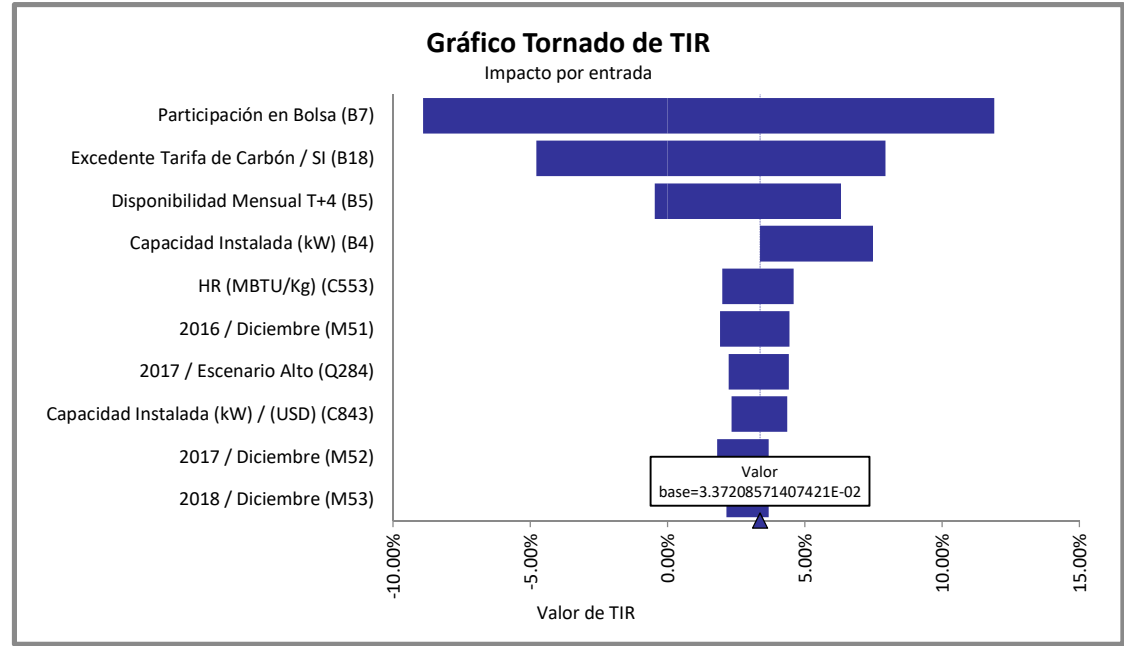


Figura 32. Escenario 4. TIR capacidad instalada menor a 20 MW

Conclusiones

En este trabajo se analizó la viabilidad financiera de un proyecto de generación de energía eléctrica a partir de carbón en Colombia. Se encuentra que la viabilidad financiera está sustentada en los niveles actuales de los precios de mercado de electricidad tanto en contratos de largo plazo como en expectativas de bolsa, incluso para precios de carbón que dupliquen los precios actuales de mercado y para cualquier nivel de potencia instalada. Para lograr el retorno adecuado de la inversión, es importante mantener una adecuada estructuración de los portafolios de compraventa de energía y compraventa de carbón. De los escenarios analizados, el que representa mayor beneficio para un inversionista es el escenario 1, el cual requiere de los ingresos del cargo por confiabilidad y que no se tengan egresos por impuesto al carbono ni por la nueva tarifa de Ley 99 (ambiental).

El esquema del cargo por confiabilidad en gran medida le aporta estabilidad a los ingresos de los proyectos de generación de energía eléctrica que tengan una capacidad instalada superior a 20MW, por lo que, si una planta de generación de energía eléctrica nueva en el mercado eléctrico va a participar en este esquema, se debe llevar a cabo una planeación y un proceso de construcción que cumplan con todas las fechas previstas, y así al momento de entrar en operación tener el flujo de ingresos esperados que aseguren la estabilidad financiera del proyecto.

El precio máximo de combustible (carbón) que puede ser pagado por el proyecto durante la etapa de producción es directamente proporcional a los incentivos que se tengan; es decir, impuestos estables durante la vida del proyecto y participación en esquemas que aseguren la estabilidad en los ingresos (como lo es el cargo por confiabilidad). Para el análisis realizado, el precio máximo del carbón es de 4.140,82 COP/kg (para el año 1).

El precio mínimo de venta de la energía eléctrica se divide principalmente en tres componentes: primero, los otros costos variables (costo equivalente real de la energía, Ley 99, CUAG y costo de arranque y parada); segundo, precio del carbón e impuesto al carbono; y tercero, costo de operación y mantenimiento (COM). Estos componentes combinados arrojan un precio mínimo de oferta de 92.810 COP/MWh en el escenario que no considera el impuesto al carbono, y de 92.930 COP/MWh en el escenario que considera el impuesto al carbono. Estos precios mínimos de oferta logran remunerar los costos básicos que se tienen al entrar en el mercado eléctrico colombiano.

Para que se implementen nuevos proyectos de generación de energía eléctrica, se deben implementar políticas que den estabilidad financiera; es decir, si se implementan nuevas cargas tributarias, se deberían considerar tiempos de transición para que estos cargos no golpeen los ingresos de los generadores de manera abrupta, y así se puedan adaptar con mayor facilidad e instaurar medidas de choque para contrarrestar los efectos negativos de estos tributos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arenas, D. (2014). *Mercado spot de energía y modelo alternativo para la fijación de un precio eficiente* (tesis de maestría). Disponible en <http://hdl.handle.net/10784/2873>
- Bedoya, J., Rodas, E., y García, D. (2016). Descripción de los Aspectos Comerciales del Esquema del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Eléctrico Colombiano. *Scientia et Technica*, 20(1), 5-14. Disponible en <https://revistas.utp.edu.co/index.php/revistaciencia/article/viewFile/10171/8161>
- Botero, J., García, J., y Velásquez, H. (2015). Efectos del cargo por confiabilidad sobre el precio spot de la energía eléctrica en Colombia. *Cuadernos de*

Economía, 35(68), 491-519.

DOI: <https://doi.org/10.15446/cuad.econ.v35n68.52732>

Bueno, M., Rodríguez, L., y Rodríguez, P. (2016). ~~Análisis de costos de la generación de energía eléctrica mediante fuentes renovables en el sistema eléctrico colombiano. *Revista Científica de Ingeniería y Desarrollo*, 34(2), 397-419. <http://dx.doi.org/10.14482/inde.34.2.7282>~~

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (2016). *Cartilla explicativa del esquema de tarifas diferenciales*. Recuperado de <http://www.creg.gov.co/phocadownload/cartillaexplicativatarifasdiferenciales.pdf>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (3 de octubre, 2006). *Resolución 071. Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía*. Recuperado de <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resolucion-2006-Creg071-2006>

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG (1 de diciembre, 2015). *Circular 144. Publicación de los parámetros reportados por los generadores para la determinación de la energía firme para el cargo por confiabilidad - ENFICC*. Recuperado de <http://www.creg.gov.co/index.php/es/normatividad/normas/circulares>

Corredor, P. (2012). *El Futuro del Sector Eléctrico*. Recuperado de http://www.phc.com.co/Articulos/El_Futuro_del_Sector_Electrico.pdf

Cramton, P. (2003). Electricity market design: the good, the bad, and the ugly. *Proceedings of the 36th Annual Hawaii International Conference on System Sciences*, 2003, 54-61. <https://doi.org/10.1109/HICSS.2003.1173866>

Díez, I. (2015). *Proyección de precios de energía eléctrica de mediano plazo en el mercado colombiano mediante la aplicación del índice de Lerner* (tesis de maestría). Recuperado de https://repository.eafit.edu.co/xmlui/bitstream/handle/10784/8688/IvanCamilo_DiezRestrepo_2016.pdf?sequence=2&isAllowed=y

- Fernández, Ó. (s. f.). Energía Verde EPM. Línea Directa. *Clientes Corporativos EPM*. Disponible en <https://www10.epm.com.co/Detalle-L%C3%ADnea-Directa/ArtMID/2348/ArticleID/20/Energ237a-Verde-EPM>
- Finanzas Carbono (s. f.). *Impuestos al Carbono*. Recuperado el 19 de noviembre de 2017, de <http://finanzascarbono.org/impuestos-y-mercados-marco-conceptual/impuestos-al-carbono/>
- Franco, C., Velásquez, J., y Olaya, I. (2008). Caracterización de la demanda mensual de electricidad en Colombia usando un modelo de componentes no observables. *Cuadernos de Administración*, 21(36), 221-235. Recuperado de <http://www.scielo.org.co/pdf/cadm/v21n36/v21n36a10.pdf>
- García, J., Gaviria, A., y Salazar, L. (2011). Determinantes del precio de la energía eléctrica en el mercado no regulado en Colombia. *Revista Ciencias Estratégicas*, 19(26), 225-246. Disponible en <https://revistas.upb.edu.co/index.php/cienciasestrategicas/article/download/1093/1313>
- García, J., Gómez, C., y Bohórquez, S. (2014). Formación del precio de las transacciones internacionales de electricidad entre Colombia y Ecuador. *Revista de Economía del Rosario*, 17(1), 63-87. <https://doi.org/10.12804/rev.econ.rosario.17.01.2014.03>
- Grajales, D. (2009). Modelación del precio de la energía en Colombia usando un modelo de inferencia neurodifuso (ANFIS). *Soluciones de Postgrado EIA*, 2(3), 25-38. Disponible en <https://revistas.eia.edu.co/index.php/SDP/issue/view/51/showToc>
- Harbord, D. (2012). *Diseño Regulatorio en Materia de Protección de la Competencia (Subastas)*. Disponible en <http://market-analysis.co.uk/PDF/Topical/Cartagena%20Harbord%20Talk%20Espanol.pdf>
- Jara, D. (2016). Esquema de Expansión: Precio de Escasez y Cargo por Confiabilidad. Panel del Mercado de Energía Eléctrica “En la Evolución del Esquema Regulatorio en Colombia” Bogotá. *Quantil Matemáticas Aplicadas*.

Disponible en

[http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/panel_energia_06_octubre_2016,/diego %20jara %20.pdf](http://www.creg.gov.co/phocadownload/presentaciones/panel_energia_06_octubre_2016,/diego%20jara%20.pdf)

Marco Legal Minero (s. f.). Recuperado el 31 de agosto de 2017, de

http://www.upme.gov.co/guia_ambiental/carbon/gestion/politica/marco/marco.htm

McRae, S., & Wolak, F. (16 de enero, 2017). Market Power in a Hydro-Dominated Wholesale Electricity Market. Disponible en https://editorialexpress.com/cgi-bin/conference/download.cgi?db_name=IIOC2017&paper_id=501

McRae, S., & Wolak, F. (2016). *Diagnosing the Causes of the Recent El Niño Event and Recommendations for Reform*. Recuperado de https://web.stanford.edu/group/fwolak/cgi-bin/sites/default/files/diagnosing-el-nino_mcræ_wolak.pdf

Ministerio de Minas y Energía (2017a). *Memorias al Congreso de la República 2016 - 2017*. Disponible en https://www.minminas.gov.co/documents/10180/23907914/01-MEMORIAS_Intro.pdf/52c3a2e6-26ad-4c12-9a0b-adfff9cf5602

Ministerio de Minas y Energía (2017b). Principales Preguntas Frente al Impuesto al Carbono y la Solicitud de No Causación por Carbono Neutralidad.

Ministerio de Minas y Energía (2006). *Mercado Nacional e Internacional del Carbón Colombiano*.

Pratt & Whitney Power Systems – PWPS (2002). *FT8 Commissioning Manual*.

Quintero M. del C., e Isaza, F. (2013). Dependencia hidrológica y regulatoria en la formación de precio de la energía en un sistema hidrodominado: Caso sistema eléctrico colombiano. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, 12(22), 85-96. Disponible en <http://www.scielo.org.co/pdf/rium/v12n22/v12n22a08.pdf>

Semana Sostenible (31 de agosto, 2017). *Así funciona el impuesto nacional al*

carbón. Recuperado de

<http://sostenibilidad.semana.com/impacto/articulo/impuesto-nacional-al-carbono-asi-funciona-el-tributo-de-emisiones-de-co2/38525>

Smith, B. (1973). Analysis of the Location of Coal-Fired Power Plants in the Eastern United States. *Economic Geography*, 49(3), 243-250. URL estable <http://www.jstor.org/stable/143129>

Sociedad Andaluza de Educación Matemática - THALES (2017). *Centrales Termoeléctricas Clásicas*. Recuperado de <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo7.html>

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2015a). Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano – enero de 2015. *Subdirección de Energía Eléctrica – Grupo de Generación*. Disponible en http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2015/Seguimiento_Variables_Enero_2015.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2015b). Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2016 – 2030. Disponible en http://www.upme.gov.co/Fotonoticias/Plan_GT_2016-2030_Preliminar_21-11-2016.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (2005). La Cadena del Carbón. *El Carbón Colombiano. Fuente de energía para el mundo*. Disponible en http://www.upme.gov.co/docs/cadena_carbon.pdf

Vargas, L., Palma-Behnke, R., y Moya, O. (2001). Mercados Eléctricos y Bolsas de Energía: Aspectos Críticos para su Implementación en Chile. *Revista Chilena de Ingeniería*, 113.

Vélez, L. (2015). El precio de la electricidad en Colombia y comparación con referentes internacionales 2012-2015. Recuperado de https://www.acolgen.org.co/index.php/sala-de-prensa/noticias/item/download/33_a25be4929133268f4ac863b4893e5f48

von der Fehr, N.-H., & Harbord, D. (1997). Capacity Investment and Competition in Decentralised Electricity Markets. *Memorandum*, 27/97. Oslo: Oslo University. Department of Economics.

XM (2017a). *Indicadores*. Disponible en <http://www.xm.com.co/Paginas/Indicadores/Oferta/Indicador-aportes-hidricos.aspx>

XM (2017b). Oferta y generación. *Informe de Operación del SIN y Administración del Mercado 2017*. Disponible en <http://informesanuales.xm.com.co/2017/SitePages/operacion/3-5-Capacidad-efectiva-neta.aspx>

World Energy Council - WEC (2017). World Energy Trilema. Disponible en https://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2017/11/World-Energy-Trilemma-2017_Full-report_WEB.pdf

GLOSARIO

- **AGC – Control Automático de Generación:** el Control Automático de Generación opera para mantener la frecuencia constante en el SIN. El AGC sirve para mantener la frecuencia constante en un sistema de potencia, calcula la desviación de frecuencia y/o intercambio para corregirla a través de un proceso automático de envío de comandos que cambian la generación de las unidades que se encuentren bajo su control.
- **CxC – Cargo por Confiabilidad:** remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC⁸, que garantiza el

⁸ Ver glosario.

cumplimiento de la Obligación de Energía en Firme (OEF)⁹ que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas.

- **CEN – Capacidad Efectiva Neta:** es la máxima capacidad de potencia neta (expresada en valor entero en MW) que puede suministrar una planta y/o unidad de generación en condiciones normales de operación, medida en la frontera comercial. Se calcula como la Capacidad Nominal menos el Consumo Propio de la planta y/o unidad de generación.
- **CERE – Costo Equivalente Real de la Energía:** Costo Equivalente Real de Energía del Cargo por Capacidad (CxC) que se usa para efectos de cotización en la Bolsa de Energía. Es una señal de referencia para los agentes generadores del mercado. El propósito de la señal es orientar las expectativas de los generadores en el momento de efectuar sus ofertas de precio en la Bolsa.
- **CND – Centro Nacional de Despacho:** es el encargado de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional.
- **ENFICC – Energía en Firme del Cargo por Confiabilidad:** es la máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un período de un año.
- **FAZNI – Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas:** su objetivo es financiar planes, programas y proyectos priorizados de inversión para la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica y para la reposición o la rehabilitación de la existente, con el propósito de ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en zonas no interconectadas.

⁹ Ver glosario.

- **Ley 99 – Transferencias del Sector Eléctrico:** son dineros que las empresas generadoras de energía transfieren a las Corporaciones Autónomas Regionales y a los municipios en cumplimiento del artículo 45 de la Ley 99 de 1993.
- **OEF – Obligación de Energía en Firme:** vínculo resultante de la subasta o del mecanismo que haga sus veces, que impone a un generador el deber de generar, de acuerdo con el Despacho Ideal, una cantidad diaria de energía durante el Período de Vigencia de la Obligación, cuando el Precio de Bolsa supere el Precio de Escasez. Esta cantidad de energía corresponde a la programación de generación horaria resultante del Despacho Ideal hasta una cantidad igual a la asignación hecha en la Subasta, considerando solamente la Demanda Doméstica, calculada de acuerdo con lo definido en esta resolución.
- **REC – Certificado de Energía Renovable:** certificados voluntarios de garantía de origen de energía renovable que representa la propiedad de los derechos ambientales, sociales y los atributos no eléctricos de la energía renovable.
- **SIC – Sistema de Intercambios Comerciales:** conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el reglamento de operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de los generadores, los comercializadores y los transportadores por concepto de los actos o contratos de energía en la bolsa conforme al despacho central. El SIC incluye el proceso de liquidación del valor de los intercambios, la preparación y actualización del estado de cuenta de cada generador, transportador y comercializador que participa en la Bolsa de Energía, la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa.
- **SIN – Sistema Interconectado Nacional:** sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios.
- **UPME – Unidad de Planeación Minero Energética:** es una Unidad Administrativa del orden nacional, de carácter técnico, adscrita al Ministerio de

Minas y Energía, regida por la Ley 143 de 1994 y por el Decreto 255 de enero 28 de 2004. Su objetivo es planear de forma integral, indicativa, permanente y coordinada con las entidades del sector minero energético, tanto entidades públicas como privadas, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos energéticos y mineros, producir y divulgar la información minero-energética requerida.